

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA -UFSC  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE  
PRODUÇÃO: MESTRADO**

**METODOLOGIA DE CÁLCULO E ANÁLISE DE REVISÃO EXTRAORDINÁRIA DAS  
TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA:  
Um Enfoque no Equilíbrio Econômico-Financeiro dos Contratos de Concessão  
Das Distribuidoras**

**Ricardo Moritz**

**DISSERTAÇÃO SUBMETIDA COMO REQUISITO PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO  
DE MESTRE**

**Florianópolis, julho de 2001.**

**METODOLOGIA DE CÁLCULO E ANÁLISE DE REVISÃO EXTRAORDINÁRIA DAS  
TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA:  
Um Enfoque no Equilíbrio Econômico-Financeiro dos Contratos de Concessão  
das Distribuidoras**

**Ricardo Moritz**

**Esta dissertação foi julgada adequada para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção (área de concentração: Gestão da Qualidade e Produtividade) e aprovada em sua forma final pelo Curso de Pós-graduação em Engenharia de Produção.**

**Professor Ricardo Miranda Barcia, PhD.**

**Coordenador do Curso**

**APRESENTADA À COMISSÃO EXAMINADORA INTEGRADA PELOS PROFESSORES:**

**Orientadora: Profa. Ilse Maria Beuren, Dra.  
(Universidade Federal de Santa Catarina-Orientador)**

**Prof. Nelci Moreira de Barros, Dr. Eng.  
(Universidade Federal de Santa Catarina UFSC)**

**Prof. Edvaldo Alves de Oliveira Santana, Dr.  
(Universidade Federal de Santa Catarina UFSC)**

**Dedico este trabalho a:**

DEUS e ao mestre que me guia, pela vida que me foi concedida.  
À minha esposa Maria e meus filhos Ricardo e Vanessa, por aceitarem a minha ausência por  
tanto tempo.  
Aos meus pais Arthur e Sulamita e meus queridos irmãos, por darem forma à minha vida.

## **AGRADECIMENTOS**

A realização deste trabalho só foi possível, devido a colaboração de uma grande quantidade de pessoas, às quais manifesto minha gratidão e reconhecimento: Ao professor José Francisco Salm, por apontar o caminho do conhecimento. À professora Ilse Maria Beuren, por sua paciência, incentivo e dedicação, mostrando como materializar o conhecimento. À instituição Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A – Celesc. Ao colega celesquiano Paulo Otolini Garrido por sua disposição em querer ajudar. Aos colegas da Celesc, que de forma direta ou indireta depositaram seu apoio. À Universidade Federal de Santa Catarina, pela excelência dos professores que compõe o curso de pós-graduação da Engenharia de Produção, e à equipe de suporte. Aos professores Nelci Moreira de Barros e Edvaldo Santana, por honrarem com suas presenças na banca examinadora.

## SUMÁRIO

<b>LISTA DE FIGURAS</b>	vii
<b>LISTA DE TABELAS</b>	viii
<b>LISTA DE SIGLAS</b>	x
<b>RESUMO</b>	xii
<b>ABSTRACT</b>	xiii
<b>1 INTRODUÇÃO</b>	<b>1</b>
1.1 Identificação do problema	3
1.2 Objetivo geral	5
1.3 Objetivos específicos	5
1.4 Justificativa	6
1.5 Definição dos termos	8
<b>2 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS</b>	<b>11</b>
2.1 Delineamento da pesquisa	12
2.2 Coleta e tratamento dos dados	14
2.3 Limites da pesquisa	14
2.4 Organização do trabalho	15
<b>3 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA</b>	<b>16</b>
3.1 Política de formação de preços	16
3.1.1 A visão econômica no processo de formação dos preços	18
3.1.2 A visão do marketing no processo de formação dos preços	27
3.1.3 A estratégia competitiva e a sua relação com o processo de formação dos preços	32
3.1.4 A visão contábil no processo de formação dos preços	45
3.2 Regulação econômica	56
3.2.1 O papel do Estado	57
3.2.2 O conceito de regulação	59
3.2.3 Eficiência econômica	60
3.2.4 Falhas de mercado	61
3.2.5 Regulação de mercados ineficientes	63
<b>4 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO</b>	<b>67</b>
4.1 Evolução histórica	67
4.2 As mudanças no setor	71

4.3 A desverticalização do setor	73
4.4 Os contratos de energia	75
<b>5 REGULAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR</b>	<b>78</b>
5.1 Modelo de regulação pelo Retorno do Investimento	78
5.1.1 Décadas de 30 e 40	79
5.1.2 Décadas de 50 e 60	80
5.1.3 Décadas de 70 e 80	83
5.2 Modelo de regulação pelo Price Cap	86
5.2.1 Década de 90	87
5.2.2 Década de 00	92
<b>6 DESCRIÇÃO E ANÁLISE DO ESTUDO DE CASO – CELESC</b>	<b>96</b>
6.1 Apresentação da CELESC	97
6.2 O equilíbrio econômico-financeiro no modelo ‘pelo retorno do investimento’	100
6.2.1 Os elementos formadores do custo do serviço	100
6.2.2 A determinação do nível tarifário	104
6.2.3 A prestação anual de contas	108
6.3 O modelo price cap	115
6.3.1 O equilíbrio econômico-financeiro	116
6.3.2 O Índice de Reajuste Tarifário	126
6.3.3 O desequilíbrio contratual	132
<b>7 PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CÁLCULO DA TARIFA QUE ASSEGURE O EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO DA CONCESSÃO</b>	<b>136</b>
7.1 Modelo de avaliação do desempenho	137
7.2 Critérios determinados pela ANEEL para apuração das perdas	147
7.3 Comparação entre a proposta apresentada e a alternativa da ANEEL	150
7.4 Os efeitos na fase de transição	153
<b>8 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES</b>	<b>159</b>
<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>163</b>

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Curvas representativas da demanda e da oferta de um produto	18
Figura 2	Curvas representativas da receita e do custo marginal	22
Figura 3	Posicionamento da indústria no fluxo da rede	34
Figura 4	Formas de diferenciação de um produto/serviço	37
Figura 5	Matriz de Igor Ansoff adaptada por Henry Mintzberg	38
Figura 6	Vantagens e desvantagens da integração vertical	40
Figura 7	Integração vertical tradicional e a Integração emergente	41
Figura 8	Hipercompetição demonstrada através das arenas de D'Aveni	43
Figura 9	Metodologia de um modelo de gestão	46
Figura 10	Principais instrumentos legais do setor elétrico	68
Figura 11	Leis e Decretos de regulação do setor elétrico brasileiro	70
Figura 12	Privatização das empresas distribuidoras de energia elétrica	72
Figura 13	Os agentes do mercado de energia no fluxo de rede	74
Figura 14	Funcionamento do mercado na fase de transição	76
Figura 15	Leis, Decretos e Resoluções de regulação do setor elétrico brasileiro	77
Figura 16	Tarifas de fornecimento horo-sazonais	85
Figura 17	Leis, Decretos e Resoluções de regulação do setor elétrico brasileiro	95
Figura 18	Decomposição da fórmula paramétrica com seus indexadores	115
Figura 19	Os reajustes e revisões tarifárias da Celesc no tempo	137
Figura 20	Plano de contas com o custo do serviço adaptado à proposta	139
Figura 21	Resultado da remuneração do investimento	143
Figura 22	Remuneração com investimento remunerável corrigido	144
Figura 23	Análise comparativa das remunerações	146
Figura 24	Análise comparativa da alternativa e da proposta	153
Figura 25	Remuneração no período de transição	157

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1	Determinação da receita marginal no monopólio natural	21
Tabela 2	Apuração do investimento remunerável da CELESC	105
Tabela 3	Apuração da despesa do serviço da CELESC	106
Tabela 4	Apuração do custo do serviço da CELESC	106
Tabela 5	Apuração da receita do serviço da CELESC	107
Tabela 6	Cálculo do valor computável para o Investimento Remunerável	109
Tabela 7	Cálculo do capital de giro computável e do almoxarifado médio	110
Tabela 8	Cálculo da remuneração do Investimento	111
Tabela 9	Apuração da despesa do serviço	112
Tabela 10	Cálculo do custo do serviço realizado da CELESC	113
Tabela 11	Cálculo da receita do serviço realizada da CELESC	113
Tabela 12	Custo do serviço, projetando os exercícios de 1999 e 2000	117
Tabela 13	Receita para o equilíbrio econômico	120
Tabela 14	Estrutura de custo no modelo desverticalizado	123
Tabela 15	Excedente financeiro dos encargos intra-setoriais	124
Tabela 16	Cálculo da revisão das tarifas de fornecimento	125
Tabela 17	Cálculo do ajuste tarifário	126
Tabela 18	Apuração da Receita Anual	127
Tabela 19	Apuração dos encargos intra-setoriais	128
Tabela 20	Apuração dos encargos de transmissão	128
Tabela 21	Apuração dos custos de geração	129
Tabela 22	Apuração do índice de reajuste tarifário	131
Tabela 23	Detalhamento do incremento dos gastos não gerenciáveis	133
Tabela 24	Apuração do índice de revisão extraordinária	134
Tabela 25	Valores utilizados para reajuste tarifário	134
Tabela 26	Valores do investimento no serviço concedido - PAC	141
Tabela 27	Composição da receita do serviço - PAC	142
Tabela 28	Correção dos gastos gerenciáveis	145
Tabela 29	Cálculo da remuneração anual	146
Tabela 30	Cálculo da compensação das variações nos custos de repasse de potência de Itaipu Binacional - CVAei	149
Tabela 31	Cálculo da situação de equilíbrio	151
Tabela 32	Demonstração das variações da 'parcela A' - CVA	152
Tabela 33	Cálculo da situação de equilíbrio considerando a 'CVA'	152
Tabela 34	Dados da Celesc para o cálculo da remuneração	155



Tabela 35	Apuração da tarifa média de compra	156
Tabela 36	Montantes de energia dos contratos iniciais e bilaterais	156
Tabela 37	Gastos com geração contemplando os contratos bilaterais	157

## LISTA DE SIGLAS

ANEEL	- Agência nacional de energia elétrica
ABC	- Activity Based Costing - Custeio Baseado em Atividades
AES	- AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A.
AP	- Audiência pública
Bandeirante	- Empresa Bandeirante de Energia
BNDES	- Banco nacional de desenvolvimento social
CAPM	- Capital Asset Pricing Model - Modelo de precificação de ativos de capital
CCC	- Cota consumo de combustível
CEEE	- Companhia Estadual de Energia Elétrica
CELESC	- Centrais Elétricas de Santa Catarina
Celpa	- Centrais Elétricas do Pará
Celtins	- Companhia Energética do Estado de Tocantins
Cemat	- Centrais Elétricas Mato-grossenses
Cemig	- Centrais Elétricas de Minas Gerais
Coelba	- Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia
Coelce	- Companhia Energética do Ceará
Cosern	- Companhia Energética do Rio Grande do Norte
CPFL	- Companhia Paulista de Força e Luz
CRC	- Conta de resultados a compensar
CVA	- Conta de variações da parcela A
DNAEE	- Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EDF	- Electricité De France - Empresa Francesa de Eletricidade
EEF	- Equilíbrio econômico-financeiro
Elektro	- Companhia de Eletricidade e Serviços
Eletrobrás	- Centrais Elétricas Brasileiras
Eletrosul	- Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A.
Energipe	- Empresa Energética de Sergipe S.A.
Enersul	- Empresa Energética do Mato Grosso do Sul
Escelsa	- Espírito Santo Centrais Elétricas S/A
FE	- Filosofia empresarial
Gerasul	- Centrais Geradoras do Sul do Brasil
GWh	- Giga Watt hora
IGP-M	- Índice geral de preços do mercado
IRT	- Índice de reajuste tarifário
IUEE	- Imposto único sobre energia elétrica

KV	- Kilo Volt
kW	- Kilo Watt
MAE	- Mercado atacadista de energia
Metropolitana	- Eletricidade de São Paulo – Eletropaulo Metropolitana
MWh	- Mega Watt hora
PAC	- Prestação anual de contas
PMEF	- Programa da melhoria da eficiência
PND	- Plano Nacional de Desestatização
RA	- Receita anual
RD	- Resultado desejado
RGE	- Rio Grande Energia
RGG	- Reserva global de garantia
RGR	- Reserva global de reversão
SINTREL	- Sistema nacional de transmissão de energia elétrica
VPA	- Valor da parcela A
VPB	- Valor da parcela B
WACC	- Weighted Average Cost of Capital – Custo médio ponderado de capital.

## RESUMO

O objetivo do presente trabalho é o de propor uma metodologia de cálculo e análise, voltada às revisões tarifárias extraordinárias dos concessionários e permissionários do serviço público de distribuição de energia elétrica, com vistas na manutenção do equilíbrio econômico-financeiro contratual. A metodologia da pesquisa adotada compreendeu uma abordagem qualitativa, com análise descritiva de um estudo de caso na área de tarifas em uma empresa distribuidora de energia elétrica. Assim, na primeira etapa da pesquisa fez-se uma incursão teórica sobre a política de formação de preços, os aspectos relativos aos mercados regulados, a história do setor elétrico brasileiro e os modelos de regulação econômica praticados pelo setor. Em relação ao estudo de caso, analisou-se a maneira pela qual eram determinados os níveis tarifários, no modelo de regulação pelo retorno do investimento e no atual price cap. Verificou-se que em ambas as situações o custo do serviço serve de base para o cálculo do nível tarifário e que, portanto, a diferença entre os dois modelos está na garantia ou não de uma remuneração. Também ficou constatado que os reajustes tarifários anuais não mantinham as empresas em equilíbrio econômico-financeiro, pois eram concedidos reajustes para itens de custo sem que houvesse o repasse para os consumidores, de forma extraordinária. A partir dessas observações elaborou-se uma proposta de metodologia de cálculo que identificasse o nível de desequilíbrio econômico-financeiro em relação ao contrato de concessão. A metodologia foi desenvolvida a partir da unificação dos dois modelos de regulação econômica. As considerações finais apontam que referida metodologia identifica o nível de desequilíbrio em relação ao contrato assinado, a possibilidade da unificação dos modelos de regulação bem como, que é possível a sua aplicação nas empresas de distribuição de energia do setor elétrico, pois que a regulação econômica se aplica a todas as concessionárias. Com algumas adaptações, também é possível a aplicação desta proposta nas revisões tarifárias periódicas, que ocorrerão futuramente.

**Palavras-chave:** regulação econômica, tarifas, setor elétrico brasileiro.

## ABSTRACT

The objective of the present work is to consider a methodology of analysis and calculation of tariffs, directed to the extraordinary revision of energy tariffs applied by concession and permission holders of the public service of distribution of electric energy, with sights in the maintenance of the contracts' economic and financial balance. The methodology of the adopted research comprised a quantitative approach, with descriptive analysis of a case study in the tariff area of a electric energy distribution company. Thus, in the first stage of the research a theoretical incursion was done on the politics of price formation, the relative aspects to the regulated markets, the history of the Brazilian electric sector and the models of economic regulations practiced by the sector. In relation to the case study, it was analyzed the way tariffs' levels were determined in the model of regulation for the investment's return and in current price cap. It was verified that, in both situations, the cost of the service serves of base for the calculation of the tariff level and that, therefore, the difference between the two models is in the guarantee or not of a remuneration. It was also verified that the annual tariff readjustments did not maintain the companies in economic and financial balance, because readjustments for the items of cost were granted without the repass for the consumers, in a extraordinary way. Based on these observations, it was elaborated a proposal of a calculation methodology that identified the level of economic and financial unbalance in relation to the concession contract. The methodology was developed from the unification of the two models of economic regulation. The final considerations indicate that, the referred methodology identifies the level of unbalance in relation to the signed contract, the possibility of the unification of the regulation models as well as, that it is possible its application in the energy distribution companies, once the economic regulation applies to all concessionaires. With some adaptations, it is also possible to apply this proposed methodology in future periodic tariffs revisions

Key words: economic regulation, tariffs, brazilian electric sector.

## **1 INTRODUÇÃO**

O processo da globalização é uma realidade mundial e irreversível, que vem afetando a sociedade das mais variadas formas. As crises financeiras que assolaram países como o México, Tigres Asiáticos, Rússia e Japão (redução do crescimento) repercutiram no mundo todo, fazendo com que houvesse um grande deslocamento de recursos, do mercado financeiro, para economias mais estabilizadas, devido à fragilidade das economias em desenvolvimento. Estas, por sua vez, tiveram que elaborar uma série de ajustes em suas economias, com o objetivo de minimizar os efeitos colaterais das crises, evitando que fossem afetadas. No Brasil, foram efetuados ajustes fiscais e monetários, bem como a liberação do câmbio.

A crise financeira por que passa a Argentina, provocou nos agentes que atuam no mercado financeiro brasileiro, um forte deslocamento para a compra de dólar, pois que temiam que o Brasil fosse fortemente atingido. Passados alguns meses, e após a moeda americana ter alcançado níveis muito elevados em relação ao real, o mercado acabou percebendo que o Brasil não seria afetado.

Desta forma, verifica-se que para viver num mundo globalizado, é necessário que as economias dos países estejam protegidas. No entanto, esta proteção não é no sentido de estarem fechadas para o mercado mundial, mas sim, que possam gerar riqueza suficiente para impedir a volatilidade do capital internacional .

No mundo globalizado, cada vez mais as empresas têm buscado fornecedores de componentes de elevada qualidade, para compor seus produtos mundiais. Tal fato, aliado à constante busca da redução dos custos e da otimização dos processos internos, vêm favorecendo a padronização dos produtos, conforme pode ser observado na fabricação de veículos.

As mudanças também têm afetado os setores de infra-estrutura, com destaque para o setor de energia elétrica. Estes estão sendo atingidos pela evolução tecnológica e por quebras de monopólio. No Brasil, as transformações vêm ocorrendo desde a constituição de 1988, culminando com a contratação de consultoria especializada em meados da década de 90, que propôs o novo arcabouço legal/institucional do setor. O novo modelo nasce dentro de uma tendência mundial, de restringir a atuação de grandes monopólios, como era o caso do setor elétrico brasileiro. A desverticalização abriu a possibilidade de se estabelecer a competição nos

setores de geração e comercialização de energia, enquanto que a distribuição de energia, na qual é permitido o livre acesso, ficou caracterizada como monopólio natural.

Considerado um setor estratégico, a prestação dos serviços públicos de eletricidade é uma função do Estado que, através de licitação, concede a sua exploração para concessionários e permissionários. Para regular as relações entre os diversos agentes que atuam nesse mercado, foi instituída a Agência nacional de energia elétrica – ANEEL.

Devido a complexidade do setor, e considerando que as mudanças trouxeram novas formas de relacionamento, a ANEEL privilegiou os ‘contratos’ como forma de atuação nesse mercado. No contrato de concessão estão contemplados uma série de artigos que espelham as leis, decretos e resoluções emitidas pelo agente regulador, como forma de disciplinar a atuação das empresas.

Assim, a área de concessão, a desverticalização, os montantes máximos de produção de energia por uma empresa distribuidora, os critérios de compra e venda, inclusive no mercado *spot* (de curto prazo), as metas de qualidade, e os procedimentos para o reajuste tarifário, estão contemplados neste contrato. Nesse sentido, a forma como a ANEEL atua no setor é através da regulação técnica e econômica.

A regulação econômica tem como princípio a modicidade tarifária e a garantia da estabilidade financeira, sendo que o controle é efetuado pelo agente regulador na contabilidade das empresas. Nesse tipo de regulação, as tarifas eram determinadas, desde a edição do código de águas (1934) até a década de 90, com base no custo do serviço, estando contemplado no mesmo uma remuneração garantida. Na pesquisa esta modalidade é tratada como sendo ‘modelo de regulação pelo retorno do investimento’.

A questão das tarifas tem sido uma problemática para o regulador e as empresas. A história é repleta de crises e conflitos, sendo a mais importante àquela que precedeu as mudanças institucionais, levando as empresas a uma inadimplência intra-setorial sem precedentes.

Como decorrência dessa crise, o regime de remuneração garantida foi extinto, sendo inserido no setor, com as mudanças ocorridas, o regime tarifário com base no ‘preço-limite’, ou também denominado de ‘modelo de regulação pelo *price cap*’. Neste novo modelo, a ANEEL ainda está estudando as bases teóricas para a consolidação dos processos de reajustes e revisões tarifárias.

Nesse sentido, com a preocupação de oferecer uma contribuição para os agentes que atuam no setor elétrico, mas sem a intenção de buscar solução para todos os problemas, a dissertação busca alternativas para a discussão da problemática associada à sobrevivência empresarial, visando a redução dos prejuízos econômico-financeiro das concessionárias de distribuição de energia. Referidos prejuízos são ocasionados pela falta de critérios para determinar se as empresas mantêm ou não o equilíbrio econômico-financeiro contratual, tema central dessa pesquisa.

Esta investigação analisa alternativas aos critérios tradicionais e atuais na determinação e controle do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, para evitar uma queda da qualidade do serviço prestado, com a diminuição do nível de investimento, bem como uma redução nos níveis de retorno esperados. Para atender à esta proposta de estudo é examinada a maneira pela qual os mercados são regulados, readequando os modelos de regulação vigentes, dando-lhes uma nova concepção para, então, apresentar alternativas de solução às questões supracitadas.

Assim, a partir da constatação dos prejuízos econômico-financeiro a que estão submetidos as concessionárias de distribuição de energia, e considerando que a ANEEL está em processo de estudos e análises quanto aos critérios de reajustes e revisões tarifárias, nesta dissertação discute-se uma metodologia de cálculo e análise do desequilíbrio provocado aos contratos, buscando como referencial a prática do setor nos modelos de regulação e na pesquisa teórico-empírica.

## **1.1 Identificação do Problema**

Os estudos e a pesquisa desenvolvidos sob o tema e questões objeto de análise do presente documento, foram realizados considerando os seguintes elementos: a assinatura dos contratos de concessão; a cláusula que trata dos reajustes tarifários; o desequilíbrio dos contratos; e a reação das empresas distribuidoras.

No primeiro ponto, ‘a assinatura dos contratos de concessão’, é importante destacar que até a reestruturação do setor elétrico brasileiro, a prestação do serviço pública de distribuição de energia elétrica era feita por empresas estaduais, cuja área de atuação era o estado federativo, sendo que a concessão era municipal. Com a mudança, as empresas tiveram que desverticalizar o seu negócio, bem como proceder ao reagrupamento das concessões. O resultado foi que muitas empresas estaduais dividiram a sua área de atuação em duas ou três concessões, promovendo a



privatização de parte delas ou do todo. Outros governos estaduais mantiveram as empresas estatais, atuando no mesmo mercado.

O processo de privatização deu-se através de leilão, onde os investidores vencedores tiveram que assinar os contratos de concessão, assim como aquelas que permaneceram estatais. Como decorrência destes fatos, cada empresa possuía uma data firmada com a ANEEL, sendo que os reajustes tarifários só poderiam ocorrer após um ano da assinatura dos mesmos.

O segundo ponto a ser destacado, é que no contrato de concessão ficou estabelecido que as tarifas seriam:

- a) reajustadas anualmente de acordo com o modelo *price cap*, quando os itens de composição da mesma seriam divididos em duas parcelas, sendo que na ‘parcela A’ estariam considerados os gastos não gerenciáveis pelas empresas, e na ‘parcela B’ os gerenciais, indexados a variação do índice geral de preços no mercado - IGP-M;
- b) revistas extraordinariamente, à medida que as variações de custos provocassem desequilíbrio nas tarifas contratadas; e
- c) revistas periodicamente, para a grande maioria das empresas, após o quarto reajuste anual consecutivo. Nesta modalidade está previsto no contrato que, durante os quatro anos, os ganhos de eficiência e produtividade auferidos pelas empresas não serão repassados para os consumidores finais.

O terceiro ponto está relacionado ao desequilíbrio dos contratos. Como não havia uma coincidência nas datas, notadamente para as empresas que estavam no mesmo processo produtivo, os reajustes tarifários anuais concedidos às empresas geradoras de energia provocavam um desequilíbrio financeiro nas distribuidoras, visto que o repasse aos consumidores finais só era possível na data do reajuste anual. Como decorrência deste fato, e considerando que outros itens de custos também estão sujeitos a incrementos, as empresas passaram a solicitar revisões extraordinários.

No quarto ponto verifica-se que as empresas distribuidoras de energia passaram a reivindicar revisões extraordinárias, para cobertura do prejuízo financeiro. A ANEEL, que não autorizava as revisões extraordinárias, solicitava das empresas a comprovação de estarem em desequilíbrio. A justificativa para demonstrar, era feita através do incremento da proporção existente entre a

‘parcela A’ e o somatório das duas parcelas. Apesar de não autorizar as revisões, a ANEEL passou a rever as datas de reajustes tarifários para as empresas que estavam no mesmo processo produtivo, fazendo coincidir as mesmas.

Feitas essas considerações, verificou-se que a justificativa de revisão extraordinária com base na relação entre a ‘parcela A’ e o somatório da ‘A’ com a ‘B’, poderia não estar recuperando todas as perdas incorridas pelas empresas, visto que a ‘parcela B’ é indexada ao IGP-M. Como os ganhos de eficiência e produtividade devem permanecer com as empresas, por um determinado período, a ANEEL, ao não autorizar as revisões, estava provocando o repasse destes ganhos para os consumidores.

Em razão do exposto, o problema alvo da presente dissertação pode ser traduzido pela seguinte pergunta: *como estabelecer uma metodologia de cálculo e análise, voltada às revisões tarifárias extraordinárias dos concessionários e permissionários do serviço público de distribuição de energia elétrica, com vistas a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro contratual?*

## **1.2 Objetivo Geral**

Propor uma metodologia de cálculo e análise, voltada às revisões tarifárias extraordinárias dos concessionários e permissionários do serviço público de distribuição de energia elétrica, com vistas na manutenção do equilíbrio econômico-financeiro contratual.

## **1.3 Objetivos específicos**

Demonstrar a regulação econômica do setor elétrico brasileiro;

Caracterizar a metodologia de formação das tarifas;

Avaliar as alterações significativas de custos e seus reflexos nas tarifas; e

Delinear uma estrutura de avaliação à incorrência de desequilíbrio econômico-financeiro do contrato para fins de revisão das tarifas.

## 1.4 Justificativa

O tema da dissertação, ‘o equilíbrio econômico-financeiro contratual’, justifica-se pela importância em estudar questões econômicas relacionadas à problemática da pesquisa.

Em primeiro lugar, pela relevância estratégica do setor energético para a sociedade, visto ser indispensável para a economia nacional. Tal fato pôde ser observado quando da crise de energia, onde as restrições ao consumo levaram prestadores de serviços e muitas indústrias a reduzirem o nível de atividade, ou passaram a produzir em outras unidades da federação, ou ainda, em outros países.

O novo modelo do setor foi concebido para restringir a atuação dos monopólios. Para tanto, foi estabelecido que haveria competição nas atividades de geração e comercialização de energia. No entanto, das empresas geradoras, somente a Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A. - Eletrosul (federal) foi desverticalizada, criando a Centrais Geradoras do Sul do Brasil - Gerasul. As demais empresas, que são responsáveis por, aproximadamente, 80% da geração permaneceram sob o controle do governo.

Considerando o esgotamento da capacidade de investimento nos serviços de infra-estrutura, por parte do Estado, e o não atendimento aos indicadores do planejamento energético, que apontavam para a necessidade de investimentos no processo produtivo, visto que os níveis dos reservatórios vinham caindo a cada ano, o país acabou sofrendo uma crise energética sem precedentes na sua história.

Chama-se a atenção para este fato, pois, à medida que o governo, através das agências reguladoras, não define critérios para evitar os prejuízos financeiros das concessionárias de energia, a descapitalização das mesmas poderá provocar redução no nível dos investimentos, afetando a continuidade e qualidade dos serviços de energia, com as conseqüências já conhecidas.

Outra questão relevante, para o presente estudo, é a falta de concorrência na geração de energia, visto que a condição básica para a ocorrência da mesma é a existência de um grande número de *players*. O governo concentra a maior parte da produção, ficando para algumas outras empresas, no máximo, 20% da produção nacional de energia, denotando ser um setor oligopolizado.

Tal fato deixa o mercado inseguro, uma vez que o governo passa a ter um forte 'estoque regulador', podendo afetar o nível de preços futuros. Dependendo de como sejam estabelecidas as regras para definição do preço da energia gerada futura, a consequência poderá ser a inibição da entrada de novos agentes privados para o negócio, afetando o ingresso de recursos para os investimentos que se fazem necessários. Por outro lado, também poderá ocorrer um aumento considerável no preço da energia, visto que as fontes naturais, com menor custo de produção, estão se esgotando.

No caso do não ingresso de recursos para os investimentos, a consequência será um novo racionamento, afetando o equilíbrio das distribuidoras, a medida que o crescimento de mercado previsto não se realiza. Da mesma forma, havendo um crescimento excessivo dos preços, provocado pelo ingresso das novas fontes alternativas de energia, ou seja, custo marginal crescente, pode implicar em novo desequilíbrio para as distribuidoras.

Tudo isso, por si só, já revela um quadro bastante rico para estudos, pesquisas e debates. No entanto, os critérios para a determinação da revisão tarifária que ocorrerá até o quarto reajuste tarifário subsequente à assinatura dos contratos de concessão, ensejarão uma pesquisa mais intensa, pois que os custos (de operação e manutenção, de capitais próprios e de terceiros), serão fatores determinantes para a capacidade de investimento, de melhoria dos níveis de qualidade e da remuneração dos capitais.

Desde o início do século passado o modelo de regulação utilizado tem sido o do retorno do investimento, caracterizado por uma tarifa em função do custo do serviço, contemplada neste uma remuneração (garantida) sobre os investimentos. Com a reestruturação do setor, o modelo de regulação passou a ser baseado no *price cap*, onde o agente regulador define um preço teto, cuja atualização é feita com indexadores econômicos, havendo a possibilidade de repasse, aos consumidores finais, os ganhos de eficiência e produtividade. O primeiro modelo é oriundo dos Estados Unidos, enquanto que o segundo foi desenvolvido na Inglaterra, na década de 90.

Assim, considerando a cultura do setor no modelo de regulação anterior, traz-se como novidade nessa pesquisa, uma metodologia onde se verifica a taxa do equilíbrio econômico-financeiro, utilizando, para tanto, a unificação dos dois modelos de regulação.

No modelo de regulação do retorno do investimento, o preço (tarifa) é definido com base na estrutura de custos da empresa inclusive os de capitais. Verifica-se tal fato devido a remuneração

garantida ter como base de cálculo os investimentos, e nestes já estão contemplados os recursos oriundos dos capitais de terceiros e dos próprios. Da mesma forma, quando é determinado o preço no *price cap*, todos os custos estão considerados no mesmo.

Se não fosse assim, as empresas não poderiam remunerar os capitais de terceiros, os acionistas, os empregados e o governo, bem como não seriam feitos os investimentos que se fazem necessários. Desta forma, a viabilidade da proposta está exatamente no fato de que tanto um modelo quanto o outro, possuem a mesma fundamentação teórica, variando apenas a forma como é determinado o preço.

### **1.5 Definição dos termos**

A definição dos termos foi elaborada para facilitar o entendimento da realidade pesquisada, uniformizando a linguagem. A importância na definição das variáveis, segundo Triviños (1987, p.107), está na possibilidade de se “ter uma idéia clara dos rumos e conteúdos de uma pesquisa. As variáveis são características observáveis de algo”.

**Agente de Geração:** É a empresa ou consórcio de empresas detentor de concessão ou autorização para produzir energia elétrica, bem como os agentes que, direta ou indiretamente, isoladamente ou em conjunto, detêm participação acionária nessa empresa ou consórcio, participando do grupo de controle e sejam signatários do Acordo de Acionistas e/ou do Contrato de Concessão. No caso de importação de energia elétrica, a empresa ou consórcio responsável pela importação, bem como os seus acionistas, serão considerados agentes de geração (Resolução ANEEL nº 94, de 30 de março de 1998).

**Agente de Transmissão:** É a empresa detentora de concessão, permissão ou autorização para transmitir energia elétrica através dos sistemas elétricos interligados (rede básica), sendo constituída por todas as linhas de transmissão em tensões de 230 kV ou superior e subestações que contenham equipamentos em tensão de 230 kV ou superior, integrantes de concessões de serviços públicos de energia elétrica (Resolução ANEEL nº 245, de 31 de julho de 1998).

**Agente de Distribuição:** É a empresa detentora de concessão, permissão ou autorização para distribuir energia elétrica, bem como os agentes que, direta ou indiretamente, isoladamente ou em conjunto, detêm participação acionária nessa empresa, participando do grupo de controle e sejam

signatários do Acordo de Acionistas e/ou do Contrato de Concessão (Resolução ANEEL nº 94, de 30 de março de 1998). São definidas como aquelas empresas detentoras de ativos em tensão igual ou inferior a 138KV, prestando serviços de transporte de energia, operando e expandindo o sistema elétrico de subtransmissão e distribuição; também exercerão o papel de comercializadores, fazendo o serviço de comprar e vender.

Agente de Comercialização: São os autorizados pelo poder concedente para vender energia elétrica a consumidores finais e para comprar e vender energia no âmbito do MAE (Paixão, 2000). Referidos agentes comprarão energia dos geradores e contratarão o transporte da energia com os agentes de transmissão e de distribuição, sendo estes custos agregados ao custo próprio da comercialização, definindo, assim, os preços finais ao mercado, seja “livre” ou “cativo”. Somente as Distribuidoras/Comercializadoras atendem o mercado “cativo” e podem ter acesso aos contratos iniciais.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): Autarquia que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com a legislação e em conformidade com as diretrizes e as políticas do governo federal (Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997).

Cliente Livre: É o consumidor que está legalmente autorizado a escolher seu fornecedor de energia elétrica (PAIXÃO, 2000). Os preços são livremente negociados.

Cliente Cativo : É o consumidor ao qual só é permitido comprar energia do concessionário, autorizado ou permissionário a cuja rede esteja conectado (PAIXÃO, 2000).

Contrato Bilateral: É o documento comercial resultante de acordo entre agentes do MAE com o objetivo de estabelecer preços e volumes para a comercialização de energia elétrica em períodos de tempos determinados (PAIXÃO, 2000).

Mercado Atacadista de Energia (MAE): É o ambiente organizado e regido por regras claramente estabelecidas no qual se processam a compra e a venda de energia entre seus participantes, tanto através dos contratos bilaterais como em um mercado de curto prazo, nos sistemas elétricos interligados (PAIXÃO, 2000 e Decreto nº 2.655, de 02.07.98).

Mercado Brasileiro de Energia (MBE) : Em virtude de problemas institucionais ocorridos no âmbito do mercado atacadista de energia, a ANEEL interviu no mesmo, criando no seu lugar o

mercado brasileiro de energia, com as mesmas funções do anterior, porém subordinado diretamente à mesma.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) :É o agente de coordenação e controle das atividades de operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados (Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998).

Valor Normativo : É aquele definido pela ANEEL, vigente na época da contratação do contrato bilateral, como referência para o estabelecimento do nível de repasse aos consumidores finais, das compras realizadas no mercado livre.

## **2. PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS**

Considerados o problema e os objetivos do trabalho, apresenta-se a seguir os procedimentos metodológicos que serviram de suporte para a elaboração da dissertação. São abordados o delineamento da pesquisa, a coleta e tratamento dos dados e finalizando com as limitações da pesquisa.

### **2.1 Delineamento da pesquisa**

A necessidade que o homem possui para a sobrevivência, faz com que o mesmo utilize seu pensamento e conhecimento para satisfação desta necessidade. Tal fato, leva-o a alcançar elevados padrões de desenvolvimento, decorrente da satisfação do desejo de conhecer e da consciência de um problema e da busca de soluções. A partir dessa constatação é possível inferir, segundo Vera (1989), que a pesquisa social nasce da necessidade do ser humano de buscar soluções para os problemas existentes. Para atingir este objetivo, conforme Gill (1991, p.19), é necessário o uso de “procedimento racional e sistemático”.

Em função deste procedimento, o planejamento passa a ser importante na elaboração de uma pesquisa. Diversas questões relevantes devem ser abordadas, como por exemplo, a necessidade de definir se a investigação será do tipo exploratório, descritivo ou experimental. De acordo com Triviños (1987, p.109), o estudo exploratório permite “aumentar sua experiência em torno de determinado problema. O pesquisador parte de uma hipótese e aprofunda seu estudo nos limites de uma realidade específica, buscando antecedentes, maior conhecimento para, em seguida, planejar uma pesquisa descritiva ou do tipo experimental”. Apesar de tal fato tornar o planejamento da pesquisa bastante flexível, a mesma acaba assumindo, de acordo com Gill (1991 p.45), “a forma de pesquisa bibliográfica ou de estudo de caso”.

A pesquisa em ciências sociais, para Triviños (1987, p.30), pode ser enfocada sob “cada uma das correntes do pensamento contemporâneo a saber: positivismo, fenomenológico e marxismo”. Infere que a quantificação dos fenômenos sociais apóia-se no positivismo, enquanto que a



posição qualitativa apóia-se na fenomenologia. Os autores do pensamento marxista afirmam que existe uma relação necessária entre a mudança quantitativa e qualitativa.

Nesse sentido, há investigações que tratam de uma grande quantidade de dados estatísticos, o que é uma característica da pesquisa quantitativa. Neste caso, o investigador deve, não apenas estabelecer relações entre os dados, mas sim avançar em análises interpretativas mais amplas, tratando a estatística como elemento auxiliar. Tal fato faz com que a investigação ganhe aspectos de predominância qualitativa. Para Triviños (1987, p.118), “toda pesquisa pode ser ao mesmo tempo, quantitativa e qualitativa”.

Um tipo de pesquisa qualitativa é o estudo de caso. O mesmo é utilizado quando o investigador deseja construir hipóteses, através de um estudo aprofundado de uma unidade. Para Young apud Gill (1991, p.59), o estudo de caso pode ser definido como “um conjunto de dados que descrevem uma fase ou a totalidade do processo social de uma unidade, em suas várias relações internas e nas suas fixações culturais, quer seja essa unidade uma pessoa, uma família, um profissional, uma instituição social, uma comunidade ou uma nação”.

Entre os tipos de estudo de caso, segundo Bogdan apud Triviños (1987, p.134), estão os “estudos de casos histórico-organizacionais”, onde o interesse do investigador recai sobre a vida de uma instituição. As vantagens de utilizar o estudo de caso conforme Gill (1991, p.59-60), são:

- a) *estímulo a novas descobertas* – ocorre quando o investigador tem seu interesse despertado por outros aspectos não previstos em seu planejamento inicial;
- b) *a ênfase na totalidade* – nesse caso o investigador volta-se para uma multiplicidade de dimensões de um problema;
- c) *a simplicidade dos procedimentos* – se comparados com os exigidos para outros tipos de delineamento.

Cita ainda que a principal limitação do estudo de caso estaria na “dificuldade de generalização dos resultados obtidos”.

A unidade a ser pesquisada, neste estudo de caso, é a Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A - CELESC, empresa de serviços públicos, cujo negócio principal é a distribuição de energia elétrica. Ressalte-se que o assunto não se limita à empresa objeto do estudo, pois o modelo de regulação econômica aplica-se a todas as empresas distribuidoras de energia.

## **2.2 Coleta e tratamento dos dados**

A dissertação foi desenvolvida a partir de material já elaborado, utilizando a pesquisa bibliográfica e relatórios e levantamentos de dados junto a Celesc.

A pesquisa bibliográfica compreendeu o exame, levantamento e análise da bibliografia que foi possível reunir sobre o tema e problemática em estudo, sendo obtida em publicações como livros, revistas e dissertações, pesquisas em bancos de dados na Internet, possibilitando colher informações que pudessem contribuir para o exame das questões estudadas na dissertação.

A pesquisa documental consistiu na investigação de base de conhecimento com a finalidade de levantar dados, descrever e comparar diferenças e outras características relacionadas, principalmente, aos aspectos regulatórios do setor elétrico. Investigou-se também a legislação do setor elétrico, de autoria reconhecida, de instituições como a ANEEL, as Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás e o Ministério de Minas e Energia – MME. Esses documentos foram obtidos na Celesc e através de pesquisa de documentos eletrônicos (via Internet), consultando as *home pages* das instituições citadas. Também investigou-se os relatórios internos da Celesc, bem como seus demonstrativos contábeis internos e publicados. Assim, foram considerados os modelos de regulação econômica, ressaltando que os registros podem não refletir a totalidade das ocorrências no setor.

A pesquisa foi elaborada de acordo com a metodologia científica, consistindo na seleção dos documentos, pré-leitura para propiciar visão global do assunto, leitura seletiva para escolha de dados e informações, leitura crítica, reflexiva e interpretativa, e síntese para integração racional dos dados num conjunto organizado para dar respostas aos problemas alvo do estudo.

## **2.3 Limites da pesquisa**

Todo estudo de natureza quantitativa ou qualitativa, segundo Amboni apud Garrido (1999, p.32), “independente do referencial teórico escolhido e dos procedimentos metodológicos utilizados, apresenta limitações que devem ser esclarecidas para o leitor”.

Na pesquisa bibliográfica não foi possível abranger todos os assuntos relacionados, uma vez que se buscou uma linha teórica relacionada ao objetivo geral proposto na dissertação. Da mesma forma, buscou-se a quase totalidade da legislação setorial. Quanto aos dados quantitativos da

Celesc, foram mais do que suficientes, transformando o estudo de caso numa demonstração fiel da realidade da empresa.

Este estudo de caso permite a generalização dos resultados, apenas às empresas distribuidoras de energia. Tal fato é devido aos critérios adotados na regulação econômica das concessionárias, pela ANEEL, que são os mesmos para estas empresas. Porém, os resultados da pesquisa não se aplicam às empresas geradoras e transmissoras de energia, bem como às demais empresas pertencentes a outras indústrias.

Ressalte-se que a necessidade de ampliação dos estudos é latente, visto que o setor elétrico está em pleno processo de reestruturação, onde os ajustes são uma constante. Nesse sentido, a proposta elaborada deve ser considerada como a primeira etapa de um estudo que, em última instância, busca estabelecer relações de equilíbrio entre as agências reguladoras, as concessionárias de serviços públicos, os investidores e os clientes.

## **2.4 Organização do Trabalho**

Este trabalho está estruturado em sete capítulos. No primeiro capítulo consta a introdução, incluídos neste o problema, os objetivos, a justificativa e os procedimentos metodológicos.

No capítulo dois é descrita a visão econômica, contábil e do marketing no processo de formação dos preços, bem como a estratégia competitiva e a sua relação com o processo de formação dos preços. Também está contemplada neste capítulo a regulação econômica.

O capítulo três é reservado para a discussão do contexto do setor de energia elétrica. Neste capítulo é apresentada, primeiramente, a evolução histórica do setor, com destaque para os principais instrumentos legais que promoveram as reformas no mesmo desde 1934. Na segunda parte são demonstradas as mudanças ocorridas recentemente e o papel a ser desempenhado pelos agentes que irão atuar no novo modelo desverticalizado. Na terceira parte é abordada a situação dos contratos de energia da atual fase para a concorrencial, também chamada fase de transição.

No capítulo quatro, são apresentados os modelos de regulação econômica aplicados no setor de energia elétrica. O modelo de regulação pelo retorno do investimento e o modelo de regulação baseado no *price cap*. Para demonstração desses modelos, foi efetuada uma pesquisa intensa na legislação setorial, desde a edição do código de águas, em 1934.

No capítulo cinco consta o estudo de caso, efetuado com base nos dados da Celesc, onde se demonstra como a empresa determina o nível tarifário e de que forma os mesmos são atualizados, utilizando os dois modelos de regulação.

O capítulo seis destina-se à apresentação da proposta de uma metodologia, onde, com base na unificação dos dois modelos de regulação, é possível verificar se o nível tarifário estabelecido mantém a empresa na situação de equilíbrio econômico-financeiro contratual. No capítulo sete apresenta-se as conclusões e recomendações, que apontam alternativas para a utilização desse estudo.

### **3. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

Este capítulo tem por objetivo demonstrar os fundamentos teóricos que servem de base à presente pesquisa. Para atendimento dos objetivos propostos, o estudo teórico permite que se busquem alternativas às práticas que vêm sendo adotadas pelo setor elétrico brasileiro, quanto a uma metodologia de cálculo do equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias.

Para tanto, na primeira seção é apresentada a política de formação de preços, na qual se verifica a forma como os economistas, contabilistas e administradores contribuíram para este importante e complexo assunto. Ressalte-se que quando do estudo da contribuição dos administradores, apresenta-se a visão do marketing e da estratégia competitiva no processo de formação dos preços. Na segunda seção busca-se na teoria os diferentes conceitos e a forma como se dá a regulação de mercados.

#### **3.1 Política de formação de preços**

Remonta aos primórdios da humanidade o atendimento das necessidades básicas da sociedade, sendo que a mesma vem experimentando, ao longo dos séculos, diversas formas de relações de troca, ou de precificação. Porém, com a revolução industrial, muitos profissionais passaram a ter uma maior preocupação com as questões relativas a administração dos negócios, o que fez com que fossem apresentadas formas para melhorar a gestão das empresas.

Esse processo deu-se em um ambiente repleto de mudanças incrementais, culminado com a revolução da tecnologia, notadamente a da informação, no final do século passado. Quando a máquina passou a fazer o papel operacional que, até então, estava designado para o homem, restou ao mesmo o papel de ‘pensar’, ou seja, o de utilizar o seu conhecimento para o bem estar da humanidade. No entanto, ainda vivemos em uma economia centrada no mercado, o que faz com que haja um desequilíbrio nos interesses envolvidos.

Tal fato se consubstancia na transferência da riqueza entre as nações, o que é obtido através de uma estratégia de mercado que envolve, inclusive, as organizações. Assim, os preços passam a ser um componente importante na ‘captura’ dos recursos, enquanto a sua aplicação explica se há ou não interesse, por parte da organização, em desenvolver a região onde a mesma atue.

Dado a importância dos preços no contexto econômico e social busca-se, na seqüência, conhecer a visão econômica no processo de formação dos preços. Em seguida, contempla-se a forma como o marketing vem trazendo alternativas àquelas colocadas pelos economistas, bem como a abordagem sob a ótica da estratégia competitiva. Enquanto que na visão contábil, último tópico, verifica-se a importância de um modelo de planejamento que permeie a organização, objetivando melhor precificar os produtos, à medida que se quantifique os resultados desejados.

### **3.1.1 A visão econômica no processo de formação dos preços**

Remonta aos economistas Adam Smith e David Ricardo, com a teoria econômica sistêmica, as razões para ênfase sobre o preço, conforme Kotler (1981). Considerando os aspectos de mercado da época, a principal variável que diferenciava as ofertas era o preço, pois outros elementos que provocassem a diferenciação dos produtos não era levada em consideração. A sensibilidade no preço era ligada ao baixo nível de renda das famílias.

Outra abordagem da teoria econômica, trazida por Marshall, trata do bem-estar do homem, cujo conceito se contrapõe àquele colocado por Adam Smith na ‘Riqueza das Nações’. Nessa linha, para Leftwich (1973), o principal conteúdo desta teoria, aceita por boa parte dos economistas, tem como elementos-chave da atividade econômica: as necessidades humanas; os recursos – que são escassos; e as técnicas de produção. Com esses elementos-chave foi elaborada a teoria do preço (microeconomia) e a da renda nacional (macroeconomia), proporcionando os instrumentos básicos da análise econômica.

Considerando os objetivos desse estudo, a ênfase dada foi em relação à ‘teoria do preço’, onde se destaca o processo de formação dos preços em mercados perfeitamente constituídos (concorrência perfeita) e naqueles de natureza imperfeita, como é o caso dos monopólios, bem como naqueles onde haja uma predominância de oligopólios.

#### *a) A concorrência perfeita*

Os economistas desenvolveram um modelo teórico para fixação dos preços que presume a maximização dos lucros, levando em conta o conhecimento das funções de custo e demanda do produto. Para tanto, as curvas representativas da demanda e da oferta de um produto, conforme

demonstrado na Figura 1, são as equações que podem representar o comportamento do consumidor em relação aos produtos que lhe são ofertados.

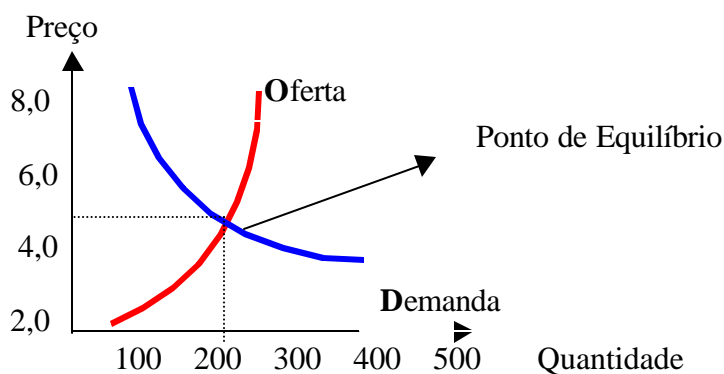


Figura 1 – Curvas representativas da demanda e da oferta de um produto  
 Fonte: Adaptação de Wonnacott (1982, p.55)

A demanda expressa a resposta dos compradores aos vários preços possíveis, onde, de acordo com Wonnacott (1982, p.52), “a demanda é uma relação que dá as quantidades de um bem ou serviço que os compradores estariam dispostos e seriam capazes de adquirir a diferentes preços”. Observa-se na curva da demanda, que quanto maior o preço menor a quantidade a ser adquirida.

A curva da oferta é elaborada sob a ótica do vendedor, fazendo com que esta relação mude a medida em que, quanto maior o preço maior será a quantidade a ser ofertada. A oferta pode ser conceituada como sendo, segundo Gill (1981, p.40), “uma construção teórica que nos diz quantas unidades os produtores de uma mercadoria em determinada indústria estão dispostos a vender, em um certo período de tempo, a todos os preços possíveis, *ceteris paribus*”<sup>1</sup>.

A curva da demanda pode ser alterada, conforme Wonnacott (1982, p.56), pelo aumento da renda dos consumidores; pelo aumento de preço, que pode deslocar o consumo de um bem para outro; e pelos gostos das pessoas, que pode mudar. Enquanto a curva da oferta será afetada com o aumento dos insumos; com a tecnologia; com as condições climáticas; e quando um produto relacionado a outro tem uma variação de preço. Na interseção das duas curvas está o ponto que define o equilíbrio entre a quantidade ofertada e a demandada, a um determinado preço,

<sup>1</sup> De acordo com Albuquerque (1986, p.4), “na formulação de modelos econômicos são utilizadas algumas premissas, entre elas o *ceteris paribus*, que significa: em um experimento científico mantêm-se todas as variáveis fixas, ou sob controle, menos uma. Esse método de análise foi introduzido por Alfred Marshall, permitindo o desenvolvimento das teorias econômicas”.

estabelecido pelo mercado. Nestas condições, as empresas que atuam no mercado têm seus lucros maximizados enquanto as necessidades da sociedade são satisfeitas.

Ao atingir o equilíbrio geral da economia, Gill (1981) cita que o sistema de preços, terá respondido às seguintes questões: 1) valores relativos dos bens; 2) quantidades dos bens a produzir; 3) distribuição da renda; e 4) métodos de produção. Ressalte-se que, segundo Albuquerque (1986), a hipótese de *ceteris paribus* permitiu a Marshall a introdução definitiva na economia da técnica analítica do equilíbrio parcial, que se contrapõe ao equilíbrio geral.

Ainda em relação ao ponto de equilíbrio, Albuquerque (1986) menciona que o mesmo é estático, não considerando a evolução ao longo do tempo. Para Kotler (1981), essa é uma das limitações do modelo econômico, pois se maximiza os preços atuais e não os futuros. Leftwich (1973) afirma que a teoria do preço é abstrata, não dando uma descrição exata do mundo real, mas, demonstra como o preço de um determinado produto é estabelecido e qual papel que o mesmo desempenha na economia como um todo. Kotler (1981, p.685) explica que “a estimativa das funções de demanda e custo trazem consigo uma margem de erro desconhecida, devendo ser utilizado como sensibilidade para a tomada de decisão”.

Somente em mercados perfeitamente competitivos o cruzamento das curvas de oferta e demanda determinam o preço. Wonnacott (1982, p.51) aduz que “a concorrência perfeita existe quando há muitos compradores e vendedores, e nenhum vendedor ou comprador, por si só, tem controle sobre o preço (algumas vezes, este tipo de mercado chama-se *competitivo*)”.

Sabendo-se que a receita total de um produto é determinada pela quantidade vendida vezes o seu preço, um reajuste dos mesmos poderá ter como consequência uma redução no consumo. Nestas condições, se a receita total ficar menor do que aquela que vinha sendo praticada, antes do aumento dos preços, significa que a demanda é elástica, do contrário ela é inelástica. Assim, para Albuquerque (1986, p.51), quando ocorre alteração no valor de uma das variáveis insere-se um novo conceito econômico que é o da *elasticidade*.

A magnitude da reação dos compradores às alterações de preços, conforme Kotler (1981), pode ser medida pela elasticidade da demanda em relação aos preços. Ela dá maior precisão à questão dos preços da empresa, isto é, estarem altos ou baixos demais. Explica que, do ponto de vista da maximização da receita, o preço estará muito alto se a demanda for elástica e muito baixo se for inelástica.



Assim, de acordo com *Wonnacott* (1985, p.419), “elasticidade é a sensibilidade da quantidade demandada com relação ao preço”. Quanto à elasticidade da oferta, a mesma ocorre quando os vendedores reagem fortemente a uma mudança de preços. Quando essa reação é tímida diz-se que é inelástica.

Conforme visto, para que os economistas pudessem elaborar sua teoria do mercado em uma concorrência perfeita, foi necessário isolar todos os aspectos que interferissem na proposição das mesmas, à exceção das variáveis objeto do estudo (no caso preço e demanda).

No entanto, além de uma grande quantidade de variáveis que influenciam esse tipo de mercado, conforme será visto mais adiante, existem também os mercados imperfeitos, que são aqueles dominados por poucos compradores / vendedores.

#### *b) Concorrência Imperfeita*

Em relação à concorrência imperfeita, a mesma existe quando um comprador ou um vendedor pode influenciar no preço. Nesse caso, caracteriza-se como monopólio à atuação de apenas um vendedor; oligopólio quando alguns vendedores dominam o mercado; e quando da existência de um só comprador tem-se o monopsônio. Nesses mercados o preço não é fixo, denotando a não existência da curva de oferta, fazendo com que o monopolista, oligopolista ou o monopsônico detenham poder de mercado.

*Wonnacott* (1985) identifica quatro razões para o surgimento do monopólio. A primeira razão seria quando uma empresa detém o controle de um insumo ou de uma técnica, como é o caso das ‘patentes’. O segundo seria o monopólio legal, tal como os correios e telégrafos, onde a entrega de cartas é prerrogativa da empresa. O monopólio que se forma por conta da associação de produtores para obter um preço mais elevado, denomina-o de coalizão. Por último está o monopólio natural.

O atendimento de um mercado que requer elevados investimentos em infra-estrutura, como é o caso de telefone, eletricidade, água e serviços de gás, faz com que sejam criadas as condições de nascimento do monopólio natural<sup>2</sup>. Uma vez que fica impraticável a duplicidade da infra-estrutura, em função dos elevados custos fixos (overhead), para que se estabeleça a concorrência,

---

<sup>2</sup> Monopólio natural, conforme *Wonnacott* (1982, p.496), “é aquele que surge quando o custo médio de uma empresa única diminui por um intervalo suficientemente longo que permite, a esta empresa, produzir a quantidade total vendida a um custo médio mais baixo do que fariam duas ou mais empresas”.

o monopolista passa a ter um considerável controle sobre a demanda e o preço, ficando os consumidores à mercê desta empresa.

Em competição perfeita, Albuquerque (1986, p.199) cita que “a condição de maximização de lucros é custo marginal igual ao preço”. A curva da demanda é representativa da receita, ou do preço, enquanto a da oferta do custo marginal. Do encontro das duas curvas resulta a situação de equilíbrio, determinando o preço que maximiza os lucros e os benefícios para a sociedade. Nesse tipo de concorrência, uma empresa individual não tem condições de influenciar o mercado alterando para mais ou para menos o seu preço.

No caso do monopólio, de acordo com Stiegler (1970), a maximização dos lucros é obtida ao volume de produção onde a receita marginal iguala o custo marginal. Diz-se marginal àquela parcela incremental, do custo ou da receita, quando se vende uma unidade a mais. No exemplo constante da Tabela 1, é possível verificar os procedimentos de cálculo da receita marginal de um produto/serviço, levando-se em conta que há uma redução gradual dos preços a medida em que aumenta o volume de vendas.

**Tabela 1 – Determinação da receita marginal no monopólio natural**

(1) Quantidade (Q)	(2) Preço - receita média (Rme)	(3) Receita Total (3) = (1) x (2)	(4) Receita Marginal (Rmg)
1	50	50	\$50
2	45	90	(\$90 - \$50) \$40
3	40	120	(\$120 - \$90) \$30
4	35	140	(\$140 - \$120) \$20
5	30	150	(\$150 - \$140) \$10
6	25	150	(\$150 - \$150) \$0
7	20	140	(\$140 - \$150) -\$10

Fonte: *Wonnacott* (1982, p. 500)

Verifica-se que o valor unitário da receita marginal, que é a parcela incremental para cada unidade a mais vendida, a partir da segunda unidade é menor do que o preço estipulado. Tal fato ocorre pois, não somente as novas unidades vendidas o são pelos preços atuais, como também as unidades anteriores.

Para a determinação do preço requer-se que se considere ainda o custo marginal. Para tanto, na Figura 2 ilustra-se tal situação com os dados constantes da Tabela 1, onde são demonstradas as retas da receita marginal e da receita média, sendo esta última representativa da demanda.

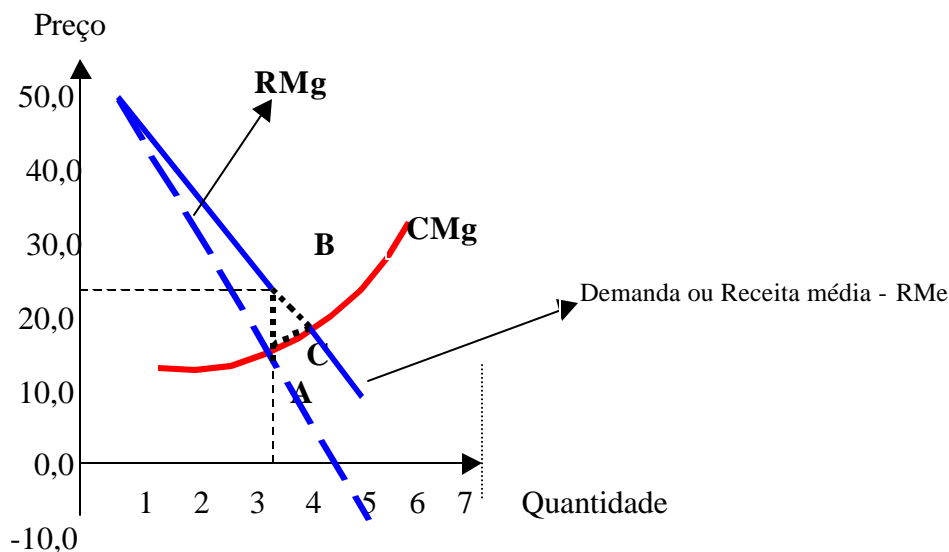


Figura 2 – Curvas representativas da receita e do custo marginal

Fonte: Adaptado de Wonnacott (1982, p.504).

No ponto 'A' tem-se o encontro das curvas da receita marginal com a do custo marginal. Projetando este ponto da RMg para a curva da demanda, resulta num preço (ponto B), cujo valor maximiza os lucros. No entanto, verifica-se que o mesmo está acima daquele que seria obtido se fosse na concorrência perfeita (ponto C). Nestas condições o monopólio produzirá uma quantidade menor a um preço mais elevado, provocando uma ineficiência alocativa<sup>3</sup>. Para evitar tal problema, devem ser instituídas políticas governamentais que protejam os consumidores. Desta forma, Wonnacott (1982, p.507) aponta três alternativas como forma de proteção, quais sejam: “1) estabelecimento de uma agência que controle o preço; 2) que o governo opere o monopólio; e 3) que faça cumprir as leis antitrustes”.

No controle de preços, ou atuando como monopolista, o governo pode fazer com que a empresa reduza seu preço do ponto 'B' para o 'C'. Tal fato provoca uma redução do lucro, mas, por outro lado, traz benefício marginal para a sociedade.

<sup>3</sup> “A ineficiência alocativa ocorre quando a quantidade vendida pelo monopólio é abaixo daquela que satisfaria a sociedade” (Wonnacott, 1982, p.502).

Ressalte-se ainda que, para Albuquerque (1986, p.203), “em sistemas de competição perfeita, as firmas se veriam coagidas a adotar as técnicas de produção que minimizassem os custos, pois há poucas escolhas para a definição do preço de um produto homogêneo. Tal coação não seria verdadeira em monopólio<sup>4</sup>, já que a firma monopolista não teria concorrente competindo pelos lucros gerados no sistema produtivo”.

O monopólio representa a forma mais clara de poder de mercados, onde o mesmo escolhe o preço pelo qual realiza suas vendas. No entanto, há situações onde os mercados são dominados por algumas poucas empresas, caracterizando-se o oligopólio, como é o caso da indústria automobilística, do cigarro, do petróleo, entre outras. De acordo com Wonnacott (1982, p.519), “o oligopólio natural ocorre quando os custos médios de firmas individuais caem por um intervalo grande o suficiente para que poucas firmas possam produzir a quantidade total vendida ao menor custo médio”.

*Kotler* (1998) afirma que os preços praticados são facilmente percebíveis pelo concorrente, bem como pelos compradores. A alteração dos preços futura fica por conta da redução de custo e da demanda.

*Wonnacott*, (1982) explica que o oligopólio é uma decorrência de forças que reagem contra uma concentração de mercado mantendo um equilíbrio no mesmo, fazendo com que o oligopólio não seja tão injusto quanto um monopólio. Porém, de acordo com *Galbraith* (1968, p.199), o fato do oligopólio não atuar como um monopólio “não se deve à falta de aspiração, e sim à falta de capacidade”.

*Galbraith* (1988) cita que, através dos preços é que o monopólio e o oligopólio exploram o poder de serem, respectivamente, o único ou um dos poucos agentes de oferta no mercado. Esse poder possibilita preços e lucros maiores e produção menor do que seria obtido se os agentes da oferta fossem numerosos. Em consequência, dentro deste modelo neoclássico, os consumidores pagam mais e têm menos produtos e serviços disponíveis do que é necessário ou desejável. E quantidades menores de mão-de-obra, capital e matéria-prima são empregados em produtos e serviços do que seria ideal. Desse modo, mais trabalhadores são obrigados a procurar outros empregos, sendo a distribuição de renda distorcida em favor do monopolista. Os preços, no

---

<sup>4</sup> “A ineficiência técnica ocorre quando o monopólio relaxa nos controles dos custos, repassando um preço maior para a sociedade” (*Wonnacott* 1982, p.502).

modelo neoclássico, são assim o sinal básico das perfeições e imperfeições do sistema econômico.

Explica que as empresas que detêm estas características estão no sistema de planejamento, onde as mesmas procuram obter e obtêm poder e influência sobre o comportamento do consumidor, custos, reações de fornecedores e comportamento do Estado. Segue-se daí que os preços não são mais de importância especial na determinação de como os recursos são distribuídos. O que conta é a aplicação do poder. Já o sistema de mercado é considerado como sendo aquele onde atuam as pequenas empresas, numa mistura de monopólio, concorrência e regulamentação governamental, onde o poder de controle dos preços está dentro de limites estreitos.

A relação entre os sistemas de planejamento e de mercado, suas taxas desiguais de desenvolvimento, a exploração do segundo pelo primeiro e a desigualdade resultante em termos de rentabilidade constituem características básicas da economia moderna, conforme Galbraith (1988). Enquanto o primeiro domina vigorosamente o seu sistema, o segundo adapta-se a forças que não controla.

Neste modelo de economia, Ramos (1989, p.145) chama a atenção para o reducionismo à que está submetido o ser humano, pois que o mesmo têm como função básica a produção de bens ou serviços para a maximização dos lucros.

O mercado tende a transformar-se numa categoria de abrangência total, quanto à ordenação da vida individual e social. Na sociedade centrada no mercado, as economias são livres para modelar a mente de seus membros e a vida de seus cidadãos, de modo geral. Assim, uma teoria política e administrativa centrada no mercado, como é característico da que atualmente prevalece e é largamente ensinada, pressupõe que o critério do desempenho eficiente, nas mutuas relações entre os indivíduos e as economias, resume completamente a natureza humana.

Ressalte-se que a determinação do nível de preços é abordado, neste trabalho, dentro do conceito de mercado (sistema capitalista), onde os indivíduos tomam suas decisões, por intermédio de um sistema impessoal, agindo em benefício próprio, cujos efeitos resultam na maximização da satisfação coletiva.

Na moderna economia, a do conhecimento, mesmo que uma empresa controle uma grande parte do mercado, haverá o momento em que aparecerá uma outra via para as novas empresas

competirem. Neste sentido, em entrevista para a revista *Executive Digest* (1998), Paul Romer menciona que:

Em vez de tentarem entrar no mercado fornecendo o mesmo produto a um preço mais baixo, podem competir vendendo algo novo e melhor (...) Os economistas chamam a isto «concorrência monopolista». É uma forma de concorrência entre diferentes empresas, em que cada uma vende um produto diferente e se pode comportar como monopolista, pelo menos temporariamente. (...) são necessários vários tipos de infra-estruturas institucionais. Por exemplo, o governo tem de garantir direitos de propriedade relativamente a bens intangíveis, como as idéias.

Tal fato significa que a concorrência tende a instalar-se através da introdução de novos produtos e não na competição de preços entre os produtos que já existem. Perde-se a noção clássica de preço certo, pois que o principal desafio, para Romer (1998), consiste em produzir e distribuir conhecimentos.

Assim, a definição dos preços na economia dá-se em função do poder que empresas ou setores exercem sobre o mercado. Enquanto na concorrência perfeita as empresas seguem os preços, no monopólio os preços são estabelecidos. No oligopólio, onde a disputa do mercado é mais acirrada, os preços são pesquisados, pois qualquer alteração nos mesmos pode provocar reações das mais diversas nos concorrentes.

Em função desta forte concorrência, as empresas oligopólicas precisam desenvolver estratégias que mantenham ou ampliem sua posição no mercado, haja vista a complexidade no estabelecimento de um preço de equilíbrio.

Tal fato faz com que, conforme *Wonnacott* (1982, p.521), esta seja considerada uma das áreas menos satisfatórias da teoria econômica, tendo em vista que nem tudo é previsível. E é exatamente em função dessa falta de previsibilidade, que os administradores puderam exercitar ao máximo sua imaginação, no sentido de encontrar alternativas às teorias econômicas.

### **3.1.2 A visão do marketing no processo de formação dos preços**

O marketing ganhou notoriedade a partir da década de 60, conforme Canha (1998, p.7), com *Theodore Levitt*. Afirmou que “marketing é a visão abrangente do processo empresarial, englobando todas as coisas que devem ser feitas na organização, para que se possa levar a cabo a finalidade empresarial de atrair e manter clientes”.

Em seu primeiro manifesto de 1960, ‘Miopia de Marketing’, Levitt elevou o marketing à condição de despertador da consciência empresarial, enfatizando a proposta de que todas as energias deveriam ser dirigidas à satisfação do consumidor, e nada mais. Em 1969 publicou ‘A Matriz de Marketing’, onde estabeleceu que as energias deveriam estar voltadas tanto para o cliente quanto às questões empresariais. Para tanto, incorporou um conceito mais amplo sobre o objetivo empresarial que passava a levar em conta o ambiente externo, considerado como tal o cliente, a concorrência, o governo e a sociedade e o ambiente interno, tais como os recursos, as competências, as opções e os desejos.

A partir daquela época os autores de marketing passaram a criticar a visão econômica em que os preços são estabelecidos sob a ótica do mercado, pois que tal fato provoca um reducionismo muito grande na capacidade de escolha dos consumidores. Para Levitt (1985, p.80) a máxima de que um preço mais baixo fecha um negócio, só é verdade “no mundo imaginário dos livros didáticos de economia”.

Nesse sentido, Kotler (1981, p.686-696) estabeleceu que a fixação de preços na prática dá-se da seguinte maneira:

- a) *Fixação de preços orientada para custos* – as abordagens orientadas para custo se apoiam na idéia de uma margem-padrão sobre os custos e/ou um nível de preços convencional. Esta margem não deve ser rígida devido à elasticidade da demanda;
- b) *Fixação de preços orientada para demanda* – nesse tipo de abordagem cobra-se um preço alto quando a demanda é intensa, um preço baixo quando a demanda é pequena, mesmo que os custos unitários sejam os mesmos em ambos os casos;
  - b.1 – *fixação de preços com base no cliente* – diferentes compradores podem comprar o mesmo produto por um preço diferente, dependendo de seu poder de barganha;
  - b.2 – *fixação de preços com base no produto* – a fixação de preços a produtos diferentes não necessariamente segue uma proporcionalidade aos seus custos marginais. Em muitos casos pode ser feita para encorajar o cliente a trocar seu produto por um melhor, aumentando as vendas brutas;
  - b.3 – *fixação de preços por critério geográfico* – para explicar esse item utilizamos o exemplo do teatro, onde o custo unitário das poltronas é o mesmo, porém o preço cobrado pelas mesmas varia de acordo com o posicionamento em relação ao palco; e
  - b.4 – *fixação de preços que discriminam no tempo* – por uma questão sazonal ou da estação do ano, os preços podem ser diferentes.

- c) *Fixação de preços orientada para a concorrência* – estabelece-se uma política de preços de acordo com o que os concorrentes estão praticando, com flexibilização em relação aos seus custos ou demanda. A alteração de preços é de acordo com o concorrente.

Verifica-se, a partir dessas proposições, que os custos dão o ponto de partida para o desenvolvimento da estrutura de preços, mas não se pode dizer que sejam critérios suficientes, pois não levam em consideração as diferentes elasticidades cruzadas, condições de concorrência e características de ciclo de vida de cada produto.

Considerando que num mercado altamente competitivo há poucas escolhas para a definição do preço de um produto homogêneo, o principal desafio é o bom controle dos custos. No oligopólio puro, onde os preços são facilmente percebíveis pelo concorrente bem como pelos compradores, a alteração dos preços futura fica por conta da redução de custo e da demanda.

*Porter* (1986), ao estabelecer suas estratégias genéricas identificou três maneiras distintas das empresas se posicionarem no mercado e exercerem liderança sobre o mesmo. A primeira estratégia é a da ‘liderança de custo’, onde a empresa deverá atuar no mercado com o menor custo possível, mantendo uma boa margem para negociar preços, podendo assim enfrentar a concorrência. No entanto, para *Levitt* (1985, p.136), um produto para ser vendido necessita que haja desejo por parte do cliente de consumi-lo.

Ser um produtor de baixos custos, (...) ter os melhores vendedores daquilo que não é desejado, ou apenas por uns poucos capazes de pagar, (...) não pode salvá-lo da extinção. (...) Nenhuma quantidade de imaginação pode salvar o esforço de uma empresa com objetivos impróprios. A história de todas as empresas de sucesso é uma história de propósitos certos na ocasião certa, executados com os meios certos para suas situações.

O vendedor deverá ter imaginação suficiente para demonstrar que o produto que está sendo vendido, independente do seu preço, é aquele que mais atende às necessidades do cliente. Para atuar neste tipo de mercado, *Porter* (1986) estabeleceu sua segunda estratégia genérica que é a diferenciação, pois criar algo que seja único ao âmbito da indústria, exclui a necessidade de uma posição de baixo custo de um produto.

Nos mercados caracterizados pela diferenciação, a empresa tem maior amplitude na decisão de preços em que o modelo, a qualidade ou características funcionais é que são os fatores



determinantes para a prática de preços mais altos, médios ou baixos em relação aos seus concorrentes.

Porém, Levitt (1985, p.79), considera que “a diferenciação é possível em todos os produtos, e na realidade ela efetivamente ocorre”. Explica que mesmo para aqueles produtos vendidos de forma genérica, é possível sua diferenciação através de uma boa estratégia de marketing, caracterizada por um bom conhecimento do mercado em que atuam. O preço pode ser também uma forma de diferenciação, sendo uma poderosa arma de captação de clientes. No entanto, se não houver uma estratégia clara de fidelização do cliente pode o mesmo voltar a posição anterior, ou seja, os desejos e demandas em expansão têm que ser atendidos.

Em seu livro a ‘Imaginação de Marketing’, Levitt (1985, p.129) coloca que a diferenciação é a resposta imaginativa à existência de clientes potenciais, ou seja, diferenciar eficazmente uma oferta implica saber efetivamente o que impulsiona e atrai clientes. Menciona que “nada impele o progresso como a imaginação. As idéias podem ser desejadas e a imaginação é o seu motor”.

Para Morgan (1996, p.345), “a complexidade e a sofisticação do nosso pensamento não são comparáveis à complexidade e à sofisticação das realidades com as quais é necessário lidar”. Em razão disso, afirma que tanto nas organizações, como na vida social, “nossas ações, freqüentemente, são simplistas”. Diante dessa situação, apresenta a imaginização, como uma contribuição para o entendimento da questão da simplificação excessiva e para o desenvolvimento de “uma capacidade para fazer as coisas de maneira mais adequada do que a atual”.

Para diferenciar um produto é exigido das pessoas que compõem a organização, um conhecimento mais amplo sobre o ambiente onde a mesma atua, pois que os clientes têm suas necessidades e desejos e estão cada vez mais exigentes. Requer-se do planejador que identifique os modelos mentais dos clientes, buscando conhecer seus desejos e aspirações, e a forma como reagem aos impulsos emitidos pela empresa. Do mesmo modo requer o conhecimento de como reagem os concorrentes. Esse conhecimento torna-se importante à medida que se possa aprimorar o planejamento quanto à aplicação dos recursos, minimizando custos. Kotler (1998 p.166) cita que:

A chave de um bom preço é descobrir para quem você deseja vender o produto e o que os clientes pensam dele - o que eles acham que o produto vale -, e depois idealizar o produto e o

pacote de serviços para que ele possa ter seu preço definido corretamente. Todo produto deve ser idealizado tendo-se em mente um grupo específico de clientes - e o preço que eles estão dispostos a pagar. O resto é cuidar dos custos a fim de atingir o lucro desejado. Isso se chama custo orientado pelo preço, e não preço orientado pelo custo

Só é possível a diferenciação se as pessoas utilizarem sua capacidade de imaginação, que para Levitt (1985, p.132) significa “construir mentalmente o quadro do que existe e do que deveria existir, do que nunca foi realmente experimentado”. Porém, não basta ter a imaginação se não for possível colocá-la em prática. Os resultados desejados só serão alcançados se houver a efetiva aplicação da idéia. Nesse sentido, Levitt (1985, p.129) coloca que “embora o progresso comece com a imaginação, somente o trabalho pode fazer com que as coisas aconteçam. (...) Uma idéia ou uma nova conceituação geralmente requer a aplicação imaginativa do esforço para obtenção dos resultados almejados. (...) (a) entender clientes e seus problemas; e (b) pelos meios de empolgar sua atenção e seus hábitos”.

Para Senge (1998, p.105-107), conhecimento é “a capacidade de agir efetivamente”, e que o mesmo não é algo que pode ser adquirido, assim como o é a informação, mas sim “algo que você aprende”. Cita que para se colocar em prática uma idéia requer-se o compartilhamento do conhecimento, que “ocorre quando as pessoas estão efetivamente interessadas em ajudar umas às outras a desenvolver novas capacitações para a ação; compartilhar conhecimento é criar processos de aprendizagem”.

No entanto, a aprendizagem, normalmente, conforme Hamel (1998) só ocorre quando as empresas estão em crise, pois que não estão preparadas para os processos de discontinuidades. As novas descobertas advindas de uma visão mais abrangente e multifacetada da organização, proporcionadas pela imaginação, segundo Morgan (1996, p.15) “pode criar uma gama também mais ampla e variada de possibilidades de ação”, proporcionando a administração e o planejamento das organizações de forma não pensada como possível anteriormente. Em entrevista para a revista *Executive Digest* (1998), Chris Argyris citou que “as companhias falham porque criaram culturas que lhes inibem a capacidade de aprendizagem. A verdadeira aprendizagem acontece não só quando uma organização refina os seus processos, mas quando refina as suas teorias e pressupostos acerca da forma como o mundo funciona. As idéias inovadoras surgem apenas quando as teorias são viradas ao contrário ou atualizadas”.

Salm e Alves Filho (2000, p.15) explicam que a aprendizagem é uma das escolas na formação da estratégia organizacional, e que ela envolve “muito mais do que a adoção de um modelo racionalista e mecânico adotado pela cúpula da organização; exige uma revolução no processo de gestão, que a conduzirá para ser uma *‘learning organization’*, uma organização predominantemente voltada para a aprendizagem contínua”.

Embora as inovações sejam uma necessidade da vida empresarial, de acordo com Levitt (1991), elas são antinaturais. Exigem o abandono daquilo que é conhecido e que já foi dominado, por aquilo que é desconhecido e nunca foi tentado. As inovações não acontecem automaticamente, nem com facilidade. A única coisa automática é a inércia.

Verifica-se que esse processo imaginativo deverá também estar contemplado no planejamento empresarial, vez que o mesmo implica em definir aquilo que deve ser feito e a alocação de recursos para sua maximização. Esta, por sua vez, é a alocação dos resultados desejados no mercado. Decidir corretamente o que deve ser feito e como fazê-lo, requer, não apenas dispor de bons dados a respeito de clientes, concorrentes e mercado, mas, conforme Levitt (1985, p.138), “a conversão imaginativa desses dados em informações significativas e utilizáveis. Enquanto os dados são fatos brutos, a informação representa a organização seletiva e a interpretação imaginativa desses fatos”.

Desta forma, o sistema de planejamento deverá estar orientado para criar as condições propícias onde as idéias possam ser aproveitadas e implementadas. Para Pinchot (1994, p.70), “as organizações se tornam mais inteligentes quando encontram formas de canalizar a inteligência de cada membro em apoio ao propósito e aos objetivos da organização”. Tal fato requer um modelo de organização muito diferente daquele proposto por Max Weber, pois que a grande maioria das empresas, se não estão estruturadas sob a forma burocrática, acabarão se tornando uma, como se fosse uma consequência natural do crescimento. Nesse sentido, Perrow (1994, p.91) coloca que “o crescimento organizacional (principalmente), os regulamentos e a especialização, à medida que se procura estabelecer controles com o objetivo de aumentar a previsibilidade e, supostamente os lucros, são os fatores que limitam a interação direta, o senso de dever e a flexibilidade”.

A burocracia é estruturada de forma piramidal, onde ocorre a delegação da responsabilidade pela tarefa, cuja função é bem definida, com regras e políticas uniformes e escritas, com tarefas

altamente padronizadas (Taylor), com uma carreira de avanços aos níveis mais elevados na estrutura hierárquica e com pessoas desempenhando o seu papel, previamente descrito. Segundo Perrow (1976, p.82), “a burocracia é rígida, vagarosa e impermeável a mudanças e inovações”. Por sua vez, Mills (1991) acredita que a maior barreira para o renascimento das organizações seja justamente a superação deste modelo hierárquico, baseado no comando e controle.

Todas essas mudanças, submetidas às organizações, se justificam pela revolução tecnológica, onde as tarefas repetitivas estão sendo mecanizadas ou informatizadas, eliminando grande contingente de pessoas do processo produtivo, tendo como consequência o aumento do grau de especialização dos trabalhadores que ficaram. Com a redução drástica das tarefas rotineiras, de acordo com Pinchot (1994, p.34), “as máquinas executam uma parcela maior do trabalho rotineiro, e o trabalho remanescente exige iniciativa e flexibilidade”, o que não parece ser possível na burocracia. Quando a máquina for capaz de realizar todas as tarefas, Pinchot (1994, p.34-35) menciona que só restará para o homem a inovação e a dedicação:

Inovação no sentido de vislumbrar novas possibilidades em sistemas fluidos e imperfeitamente definidos e em saber que medidas tomar. A inovação neste sentido abrange o vendedor criativo que enxerga o que o cliente realmente deseja e se adapta o sistema para alcançá-lo. Abrange o membro de uma equipe de ação da qualidade que dá um passo intuitivo que revela a verdadeira causa de um problema com base na medição e na análise. Abrange também um intrapreneur (intrapreneur) que vê como explorar os ativos da empresa a fim de aumentar a receita e, assim, gerar mais empregos (...) e dedicação à medida que cada vez mais o trabalho se torna um serviço, interessar-se pelos outros e assisti-los se torna cada vez mais importante. (...) Os bons vendedores preservam os clientes porque estes sentem que aqueles são prestativos. Os bons intrapreneurs conseguem derrubar as barreiras dentro da empresa quando os outros sentem que eles se preocupam mais com o resultado do que com o sucesso pessoal. (...) Os líderes conquistam o empenho quando o seu pessoal sente a preocupação deles com o grupo, com o sucesso deste e com as suas contribuições mútuas.

Para *Galbraith* (1995), as empresas devem ir em busca da excelência. Ter pessoas qualificadas que trabalhem em equipe não será suficiente para o atingimento desta meta. Historicamente, o modelo organizacional significava estrutura organizacional. Hoje o significado é mais amplo, abrangendo o realinhamento da estrutura, dos processos de gerenciamento, dos sistemas de informação, de recompensa pessoal e outros elementos da organização na estratégia empresarial.

A medida em que alguns profissionais utilizaram sua capacidade imaginativa, não apenas na criação de novos produtos, mas na forma de colocação do produto no mercado, foi possível às

empresas atuarem de forma diferenciada, pois o preço deixou de ser a única referência para os clientes.

A qualidade dos produtos, o design, a marca, os serviços, entre outros, que a princípio serviam para diferenciar um produto, passaram a ser fatores condicionantes para que uma empresa pudesse atuar no mercado concorrencial. Tal fato faz com que as mesmas busquem novas estratégias para competir no mercado.

### **3.1.3 A estratégia competitiva e a sua relação com o processo de formação dos preços**

Para que se possa compreender o mecanismo dos preços, requer-se o conhecimento do ambiente onde uma empresa esteja inserida. Este, por sua vez, está passando por um processo de mudança descontínua<sup>5</sup> muito forte, fazendo com que as organizações fiquem em constante estado de adaptação e readaptação. Essa troca de relações entre a organização e o ambiente assume diferentes graus de intensidade, pois que muitas indústrias<sup>6</sup> são menos afetadas pelas mudanças, enquanto que outras, notadamente as que utilizam tecnologia intensiva, são mais sensíveis.

No entanto, independente da forma como as empresas se relacionam com o ambiente, todas estarão em busca das condições ideais que permitam, não só a sua sobrevivência, como o crescimento no mercado em que atuam. Tal fato determina o grau de competitividade das empresas e o sucesso vai depender das melhores estratégias utilizadas.

A essência da formulação de uma estratégia competitiva é relacionar uma companhia ao seu meio ambiente, considerado como sendo a indústria onde o mesmo atua. A diferença básica entre as empresas está na habilidade em lidar com as forças oriundas de seu ambiente. Como o objetivo maior de uma companhia é o retorno sobre os investimentos, traduzido pela rentabilidade, as empresas devem adotar posições ofensivas ou defensivas para criar uma posição defensável dentro da indústria. (Porter, 1986 p.22).

De acordo com *Ansoff* (1993, p.10), a administração estratégica deu seu primeiro passo no final da década de 50, quando as empresas criaram uma abordagem sistemática para decidir onde e como operariam no futuro. “A partir de meados da década de 50 houve uma aceleração e uma

<sup>5</sup>Em entrevista para a revista *Executive Digest* (1998), C.K. Prahalad citou que “Estamos numa era de mudança descontínua. Não se fala em aumentar a eficiência da organização, mas de reinvenção, o que exige uma nova mistura de aptidões e forma de abordagem negocial”.

<sup>6</sup>Para Wonnacott (1982, p.51), “uma indústria significa o conjunto de produtores de um bem ou serviço. Fala-se na indústria de automóvel ou na indústria farmacêutica, por exemplo. (Note que o termo indústria pode ser empregado em qualquer bem ou serviço, não apenas aos produtos manufaturados. Assim, podemos falar ‘indústria do milho’)”.

acumulação de eventos que começaram a alterar as fronteiras, a estrutura e a dinâmica do ambiente empresarial. As empresas passaram a se defrontar com desafios novos e imprevistos que era de alcance tão longo que Peter Drucker chamou o novo período de *era da descontinuidade*”.

Segundo *Mintzberg* (1992), as primeiras noções acadêmicas de estratégia, na administração, vinculavam-se diretamente à competição, mantendo na íntegra a mesma estrutura dos conceitos clássicos de planejamento. Mesmo por tratar-se de um assunto novo, à época, não se tentou definir contornos, amplitude e limites da estratégia, deixando-a solta no ar. Com o passar dos anos a noção de estratégia ia ganhando mais força, passando também a ser conceituada de forma variada. Assim, apresenta definições de estratégia caracterizadas como os Cinco Pês para Estratégia: *Plan* (Plano); *Plov* (Estratagem ou Manobra); *Pattern* (Padrão); *Position* (Posição); *Perspective* (Perspectiva).

As estratégias para enfrentar a concorrência vem sendo desenvolvidas ao longo dos anos e, muitas vezes, seguindo modismos. Ao estabelecer suas estratégias genéricas, *Mintzberg* (1992) coloca que muitos autores possuem suas listas comumente perseguidas por diversas organizações. O problema com essas listas, segundo o autor, é que quase sempre enfocam tipos especiais de estratégias ou arbitrariamente agregam muitas estratégias sem nenhum critério prático. Para o autor, as listas das estratégias estabelecidas por Ansoff e Porter não são completas, pois enquanto o primeiro enfocava as estratégias de extensão do negócio, o segundo enfocava as estratégias de identificação do negócio.

*Mintzberg* (1992) expõe, de modo ordenado, as famílias de estratégias largamente representadas nas organizações, classificando-as em cinco grupos: localização, distinção, elaboração, ampliação e reconcepção do negócio principal.

#### *a) Localizando o negócio principal*

Conforme visto anteriormente, o preço está associado à quantidade disponível e esta é determinada pelo número de empresas que concorrem em uma dada indústria. O número de empresas indica se a indústria, ou parte dela, está organizada sob a forma de monopólio, oligopólio ou concorrência perfeita.

Como a quantidade e a qualidade dos concorrentes é um dos fatores determinantes da rentabilidade, torna-se importante para a empresa saber onde se ‘localizar’ na indústria. Dependendo do ponto onde a mesma se posicione, poderá haver uma variação no nível de rentabilidade afetando diretamente os preços. Da mesma forma, os preços praticados num determinado ponto poderão afetar a rentabilidade.

Tradicionalmente as indústrias têm sido categorizadas como estando nos setores primário (extração e conversão de matéria-prima), secundário (manufatura) ou terciário (distribuição ou outro serviço). Mais recentemente, de acordo com Mintzberg (1992), a forma de descrição preferida é aquela que considera o estágio do ‘fluxo’ na rede, conforme Figura 3.

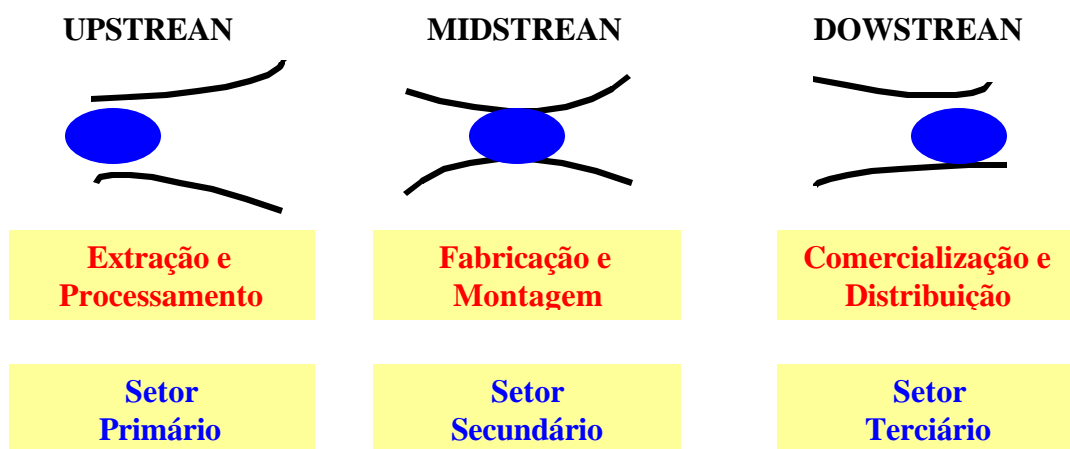


Figura 3 – Posicionamento da indústria no fluxo da rede  
Fonte: Adaptado de Mintzberg (1992, p.71).

Assim, os negócios no início do ‘fluxo’ são denominados de *upstream* (início do fluxo, a montante, rio acima), por estarem mais próximos da matéria prima. Neste caso, explicita que, estão enquadradas as empresas que utilizam mais tecnologia e capital e menos mão-de-obra. *Midstream* (estágio intermediário de um processo), é o estágio intermediário, onde a organização combina várias entradas num único processo de produção, saindo o produto final. As estratégias de negócios no fim do fluxo, ou *downstream* (último estágio de um processo industrial, depois da manufatura), são aquelas onde muitos produtos são vendidos, o que é o caso das lojas de departamento.

Quando uma empresa procura se posicionar na indústria, certamente encontrará barreiras à sua entrada, pois será mais uma para disputar a rentabilidade da indústria. Tal fato é tratado por Porter (1985) como sendo decorrente das cinco forças competitivas, que determinam o grau de concorrência na indústria: ameaça de novos entrantes; ameaça de produtos ou serviços substitutos; poder de negociação dos compradores; poder de negociação dos fornecedores; e rivalidade entre empresas existentes. Quando uma empresa consegue exercer seu poder (elevando os preços) em relação às demais, poderá provocar um desequilíbrio na indústria, pois estará atraindo para si boa parte da rentabilidade.

A identificação do negócio proporciona ao gestor da empresa um posicionamento no fluxo da rede, possibilitando ao mesmo saber em qual ambiente a empresa estará inserida, enquanto conhece os principais concorrentes, os fornecedores, a forma como o governo atua, entre outros. Tal fato possibilita, também, que a empresa possa se estruturar da maneira mais eficiente, com o objetivo de diferenciá-la no mercado.

#### *b) Distinguindo o negócio principal*

Identificado o negócio principal, o próximo passo é *distingui-lo*, verificando as características que o capacitam para uma vantagem competitiva, responsável então pela sobrevivência da organização. Este segundo nível de estratégia pode englobar um conjunto enorme de estratégias em várias áreas funcionais.

A organização desenvolve, produz e distribui seus produtos e serviços nos mercados, desempenhando uma série de funções empresariais. Estas, por sua vez, são decorrentes das estratégias que as empresas estão adotando para concorrer no mercado. Nesse sentido, Porter (1999, p.10) coloca que:

a empresa conquista níveis de rentabilidade superiores à média do setor através da prática de preços mais altos ou de custos mais baixos do que os rivais. As fontes das diferenças de preços ou de custos entre os concorrentes são de dois tipos: as resultantes de diferenças na eficácia operacional, ou a aplicação de melhores práticas; e as provenientes de diferenças no posicionamento estratégico. Tanto a eficácia operacional como a estratégia são mais bem compreendidas através da divisão das empresas em atividades, cada um dos vários processos econômicos exercidos por elas na sua atuação em qualquer área de negócios.

As funções empresariais são executadas de acordo com suas competências. Itami (1987) referiu-se a competências-chaves como recursos invisíveis, enquanto Hamel e Prahalad (1990) têm se



referido como *core competences* (competências essenciais). Estas competências devem ser mantidas e aprimoradas como a chave para o futuro da organização.

Para Mintzberg (1992), a organização deveria perder tantas competências não essenciais quanto puder, de forma a ficar mais enxuta e flexível e então focar sua atenção no que faz melhor. O resto deveria ser comprado dos fornecedores.

Desta forma, Mintzberg (1992) coloca que a velha estratégia da integração vertical - abrangendo seus fornecedores, corrente acima, bem como seus compradores intermediários, corrente abaixo, de maneira que se possa controlar as atividades firmemente - é substituída pela de *outsourcing* (fora da origem, uma forma de terceirização com maior integração) o que resulta na organização virtual. Por isso, referido autor entende que as empresas devem desenvolver estratégias às atividades de aquisição, suporte, produção e distribuição.

A forma como as empresas irão se estruturar depende, também, se a estratégia adotada será a da padronização dos produtos ou diferenciação dos mesmos. Nesse caso, quando as empresas visam o mercado como um todo, Porter (1985) propõe que as mesmas utilizem duas estratégias competitivas distintas: *liderança de custos* ou *diferenciação* (criar algo que seja único ao âmbito da indústria). Ressalte-se que para o autor a diferenciação exclui a necessidade de uma posição de baixo custo. O autor também propõe a alternativa da empresa poder atuar num segmento de mercado utilizando-se da estratégia do enfoque.

Para Day (1989) uma empresa pode ter liderança de custo e diferenciação ao mesmo tempo. Por sua vez, Levitt (1993, p.38) acredita que uma empresa para se diferenciar deve focar em marketing, porém sem deixar de lado as questões da qualidade e dos custos:

A tecnologia disponível no mundo hoje leva à uniformização, onde os clientes passaram a buscar fornecedores em todo o mundo, a fim de adquirir a melhor tecnologia. O surgimento dos mercados globais para produtos padronizados para o consumidor em uma escala de grandeza nunca antes imaginada, é devido a enorme economia de escala na produção, na distribuição, no marketing e na gerência, promovida pelas corporações globais. Então, além da adoção de um marketing agressivo, é necessário equilibrar custos e qualidade, ou seja, a empresa deve agregar qualidade a seus produtos de forma superior a de seus concorrentes e a custos mais baixos. Com isto pressupõe-se que, mesmo com a padronização das necessidades, as diferenças culturais de cada região irão ainda exigir certas diferenciações.

*Ansoff* (1993, p.535) também coloca que a estratégia vai depender de uma maior ou menor turbulência do mercado:

Quando preço baixo e produtos confiáveis determinarem a participação no mercado, a empresa terá êxito se fizer com que seus produtos continuem não-diferenciados e concentrar seu esforço na minimização dos custos de produção. Quando, porém, o nível de turbulência for elevado e a inovação de produtos for freqüente, o sucesso passará a depender da diferenciação de produtos e de um marketing agressivo, enquanto a insistência na estratégia de um único produto tenderá a levar à perda de posição competitiva.

Para Getz (1989, p.5), todas as funções de uma companhia devem corroborar com uma estratégia de diferenciação ou então a companhia estará fadada ao fracasso:

Pode-se questionar: *O que houve com a antiga estratégia de se manter custos baixos? Ela não é uma opção alternativa que se opõe à estratégia de diferenciação, igualmente atrativa, de acordo com a famosa teoria de Michael Porter - aquela teoria que diz que duas são as alternativas fundamentais para se gerar uma vantagem competitiva: baixo custo e diferenciação?* Em nosso ponto de vista, o baixo custo não é uma estratégia oposta à estratégia de diferenciação, pelo contrário, é uma ferramenta sem dúvida necessária para se manter estável em qualquer posição que se atingiu através de diferenciação.

Ao estabelecer suas estratégias genéricas, Mintzberg (1992) coloca que a *distinção* do negócio principal assume duas dimensões, sendo a primeira a estratégia de *diferenciação*, cujo pressuposto é o conceito derivado da oferta; e a segunda de *escopo*, que é a visão pelo lado da demanda. Uma organização se distingue num mercado competitivo diferenciando seus produtos de alguma forma. A Figura 4 relaciona as diversas formas de diferenciação propostas pelos autores citados.

PORTER	GETZ	MINTZBERG
Projeto / Marca	Marca	Imagem
Tecnologia		Design
Serviços	Serviços	Serviços
Qualidade	Produto	Qualidade
Fornecedores	Distribuidores	
	Preço	Preço
		Não diferenciação

Figura 4 – Formas de diferenciação de um produto/serviço

Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que tanto Getz quanto Mintzberg estabelecem que o preço é uma forma de diferenciação, devendo a liderança de custo ser abordada sob a ótica de preço baixo.

A estratégia de Escopo, que é a segunda dimensão utilizada por Mintzberg (1992) para distinguir o negócio principal, trata da extensão dos mercados nos quais os produtos são vendidos.

Explica que o mercado pode ter um tamanho único (não segmentado), onde a organização tenta capturar uma fatia expressiva com uma configuração básica do produto; pode ser segmentado, utilizando-se várias configurações do produto; pode ser um nicho onde se enfoca um único segmento; ou individualizado, para o caso dos produtos entregues de modo personalizado, montado ou fabricado por encomenda.

Quando a empresa define o seu negócio principal com uma postura competitiva distinta, em termos de diferenciação e de escopo é necessário estabelecer de que forma ela pode desenvolver seus produtos dentro daquele negócio, desenvolver seu mercado via novos segmentos, novos canais, ou novas áreas geográficas, ou pode simplesmente empurrar os mesmos produtos mais agressivamente para os mesmos mercados.

### c) *Elaborando o negócio principal*

Uma organização pode elaborar um negócio de inúmeras formas diferentes. Para Mintzberg (1992), as empresas podem adotar a *estratégia de Penetração* – que toma como base produtos e mercados já existentes; a *estratégia de desenvolvimento de mercado* – promoção de produtos já existentes em novos mercados; a *estratégia de expansão geográfica* – levar um produto existente para novas áreas geográficas; e a *estratégia de desenvolvimento do produto*.

Ressalte-se que as estratégias propostas por Mintzberg são originárias daquelas elaboradas em 1965 por Igor Ansoff, conforme Figura 5.

<b>Mercado</b> \ <b>Produto</b>	<b>Velho</b>	<b>Novo</b>
<b>Velho</b>	<b>Penetração</b>	<b>Desenvolvimento de produto</b>
<b>Novo</b>	<b>Desenvolvimento de mercado</b>	( - )
	( + )	<b>Diversificação</b>
	<b>Expansão Geográfica</b>	

Figura 5 – Matriz de Igor Ansoff adaptada por Henry Mintzberg  
 Fonte: Adaptado de Mintzberg (1992, p.77).

Cabe observar que entre as estratégias adotadas por Mintzberg, na *elaboração* do negócio principal, não foi contemplada a diversificação, pois o autor considera que deve fazer parte da *ampliação* de um dado negócio.

*d) Ampliando o negócio principal*

Essa quarta estratégia de Mintzberg (1992, p.79) leva a organização além das fronteiras do seu negócio principal, podendo ser feita de forma vertical ou horizontal, bem como combinando essas duas abordagens. Na integração vertical<sup>7</sup> “as organizações podem ampliar suas cadeias de operação fluxo acima ou abaixo, englobando em suas próprias operações as atividades de seus clientes tanto na entrega final quanto na compra inicial”. A diversificação horizontal, “está relacionado com a englobação pela organização de outros negócios paralelos, que estão em outras cadeias de operação”.

A integração da cadeia ou diversificação pode ser alcançada quando uma organização entra num novo negócio, desenvolvendo-se a si mesma ou comprando uma outra organização já existente no novo ramo pretendido. Segundo Mintzberg (1992, p.79), “as competências podem ser combinadas de várias formas, como, por exemplo, através de *joint ventures* ou da união de empreendimentos ou outras formas de alianças com parceiros, permitindo acordos, relações de *franchising*, contratos de longo prazo e combinações consideráveis, os quais resultam em redes”. De acordo com Porter (1986), muitas decisões de integração vertical são alicerçadas na estimativa das economias de custos proporcionadas pela integração em confronto com os investimentos requeridos para tal procedimento. Contudo, menciona que esta decisão deve ser bem mais ampla, considerando os problemas estratégicos da integração em comparação com o uso de transações de mercado, bem como problemas administrativos. Podem ser adotadas também uma política de integração parcial (produzir internamente algumas de suas necessidades e controlar o resto) ou uma quase integração (onde muitos dos benefícios da integração podem ser obtidos sem incorrer em todos os custos). Nesse sentido, tanto Porter (1986) quanto Aacker (1984) apresentam uma série de vantagens e desvantagens quando da integração vertical, que acabam afetando os preços, conforme demonstrado na Figura 6.

---

<sup>7</sup> “Integração vertical é a combinação de processos de produção, distribuição, vendas e/ou outros processos econômicos tecnologicamente distintos, dentro das fronteiras de uma mesma empresa”. (Porter, 1986, p.278).

<b>VANTAGENS</b>	
<b>Aacker</b>	<b>Porter</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Economias de operação;</li> <li>• Economias de escala;</li> <li>• Diminuição ou eliminação de custos de transação;</li> <li>• Economias de partilha de informações;</li> <li>• Acesso ao fornecimento ou à demanda;</li> <li>• Controle do fornecimento ou demanda;</li> <li>• Entrada em um negócio lucrativo;</li> <li>• Aumento da inovação tecnológica.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Economias de operações;</li> <li>• Aprofundamento na tecnologia;</li> <li>• Segurança de oferta e/ou demanda;</li> <li>• Maior habilidade para diferenciação;</li> <li>• Barreiras de mobilidade e entrada elevadas;</li> <li>• Entrada em um negócio com retornos mais altos;</li> <li>• Defesa contra o fechamento;</li> <li>• Compensação do poder de negociação e das distorções nos custos dos insumos.</li> </ul>
<b>DESVANTAGENS</b>	
<b>Aacker</b>	<b>Porter</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Custos de operação (Aumento na complexidade para coordenação e planejamento; desequilíbrio na capacidade apropriada para uma operação eficiente; sem a disciplina da competição de preços do mercado, talvez haja menores incentivos para o controle de custos; Distorções no preço de transferência);</li> <li>• Gerenciamento de um negócio diferente;</li> <li>• Aumento do risco;</li> <li>• Aumento das barreiras de saída;</li> <li>• Redução da flexibilidade</li> <li>• Custos de ser “in-grown” ou desenvolvido para dentro.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• De superação de barreiras de mobilidade;</li> <li>• De maior alavancagem operacional;</li> <li>• De flexibilidade reduzida para mudança de sócios;</li> <li>• De maiores barreiras de saídas gerais;</li> <li>• De exigências de investimentos de capital;</li> <li>• De fechamento do acesso às pesquisas e ao <i>know how</i> dos fornecedores ou consumidores;</li> <li>• De manter o equilíbrio;</li> <li>• De incentivos desestimulantes;</li> <li>• De exigências gerenciais distintas.</li> </ul>

Figura 6 – Vantagens e desvantagens da integração vertical

Fonte: Elaborado pelo autor.

A integração vertical provoca uma otimização dos processos, com conseqüente redução dos custos operacionais. Porém, antes da integração as empresas estavam num mercado concorrencial, praticando preços (e custos) compatíveis com o mesmo. Na integração a falta de concorrência pode provocar um aumento dos custos. Para Porter (1986, p.291-292), a integração para frente tem como resultado uma “melhoria da habilidade em diferenciar o produto; acesso aos canais de distribuição; melhor acesso às informações do mercado; e realização de preços mais altos, enquanto que se a integração for para trás, o resultado é o conhecimento patentado e a diferenciação”.

Outra questão a ser destacada, e que influencia igualmente a rentabilidade e, conseqüentemente, o preço, é o fato de estar cada vez mais difícil estabelecer as fronteiras entre as indústrias. De acordo com Mintzberg (1992), produtos distintos vendidos em conjunto fazem com que duas indústrias se tornem uma, enquanto que tradicionalmente produtos empacotados separados, faziam indústrias se tornarem duas. Verifica-se que determinadas empresas, ao se posicionarem

no mercado, buscam alternativas às tradicionais estratégias de ampliação do negócio principal dentro do fluxo da rede (ex: integração vertical), conforme pode ser observado na Figura 7.

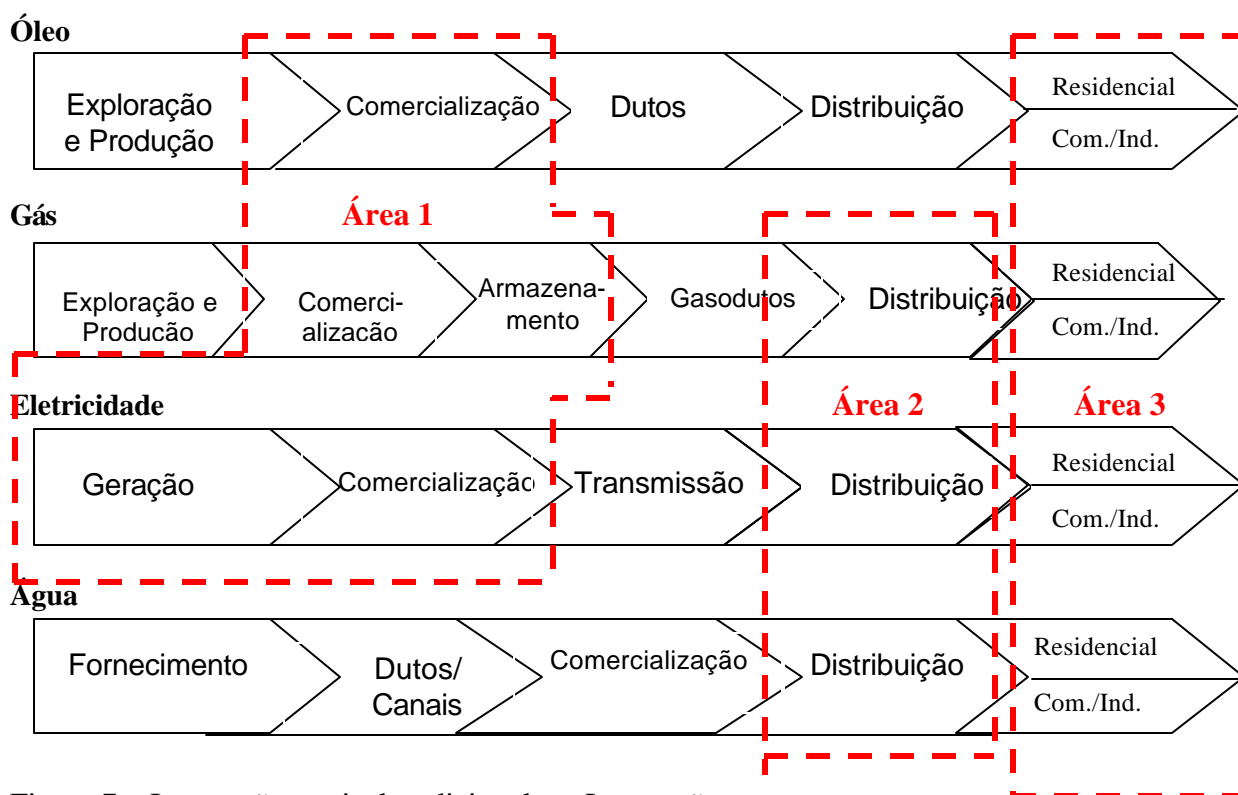


Figura 7 – Integração vertical tradicional e a Integração emergente  
Fonte: Relatório da Accenture 2001 – Projeto estratégia Celesc.

As áreas destacadas em vermelho são aquelas onde está ocorrendo a integração emergente. Conforme relatório da Accenture (2001), a empresa americana Enron desempenha papel como comercializador (área 1), enquanto a empresa DQE concentra sua competência na transmissão (área 2). A empresa americana Green Mountain centrou sua estratégia de posicionamento na distribuição, junto aos consumidores finais (área 3).

Observa-se que essas empresas romperam as fronteiras<sup>8</sup> das indústrias, otimizando a sua estrutura, provocando uma redução de custos e maior competitividade.

<sup>8</sup> “Não é mais possível pressupor fronteiras distintas entre os setores. As fronteiras entre fornecedores, concorrentes, clientes e colaboradores são muito tênues. Já não existem posições competitivas permanentes. Hoje a questão estratégica não diz respeito à otimização, mas à preservação da capacidade de reagir com rapidez e flexibilidade. A meta é criar uma forte posição competitiva”. (Prahalad, 2000, p.2)

e) *Reconcebendo o negócio principal*

De acordo com Mintzberg (1992, p.81), “depois que um negócio central foi identificado, distinguido, elaborado, e ampliado, muito freqüentemente segue a necessidade não apenas de consolidá-lo, mas também redefini-lo e reconfigurá-lo – em essência, reconcebê-lo”. Afirma que, conforme os negócios se desenvolvem através de todas as ondas de expansão, integrações, diversificação e assim por diante, algumas organizações perdem a noção de si mesmas. Então, a reconcepção torna-se a última forma de consolidação: “racionalizar não apenas os excessos da linha de produção ou segmentos do mercado, ou mesmo dos novos negócios, mas todas essas coisas juntas e mais – a essência da estratégia toda por si mesma”.

Assim, para Mintzberg (1992), uma estrutura básica de estratégias pode ajudar a reflexão sobre a posição de uma organização, porém o uso das mesmas como se fosse uma receita a ser seguida pode colocá-la em desvantagem frente aos concorrentes que desenvolvem suas estratégias de formas mais criativas.

A intensidade como as mudanças afetam as empresas é de forma diferenciada. Nos ambientes onde a concorrência é intensa, D’Aveni (1995, p.195) caracterizou-os como sendo hipercompetitivos, nos quais as empresas concorrem em diversas ‘arenas’. A “Hipercompetição é um ambiente caracterizado por movimentos competitivos intensos e rápidos, no qual os concorrentes têm que se movimentar rapidamente para construir vantagens e erodir as vantagens de seus rivais. Isto acelera as interações estratégicas entre os concorrentes”.

D’Aveni (1995) parte do princípio que não é possível sustentar a vantagem competitiva, pois que as empresas concorrentes acabam chegando naquele estágio de competição. Assim, o principal objetivo dessa estratégia é a ruptura do *status quo* e aproveitar totalmente a iniciativa, criando uma série de vantagens temporárias, resultando em uma vantagem duradoura. Essas vantagens são obtidas nas quatro arenas propostas, onde, na primeira arena dá-se a competição do custo e da qualidade, na segunda arena as empresas estão buscando vantagens em *timing*<sup>9</sup> e *know how*<sup>10</sup>, enquanto na terceira são colocadas as barreiras de entrada, finalizando com a arena das reservas financeiras. Essas características das arenas podem ser observadas na Figura 8.

<sup>9</sup> “*Timing* é o resultado de habilidades que permitem que a empresa seja pioneira no mercado”. (D’AVENI, 1995, p.37).

<sup>10</sup> “*know how* é o conhecimento tecnológico ou método de trabalho que faça com que a empresa crie um produto ou um mercado inteiramente novo”. (D’AVENI, 1995, p.37).

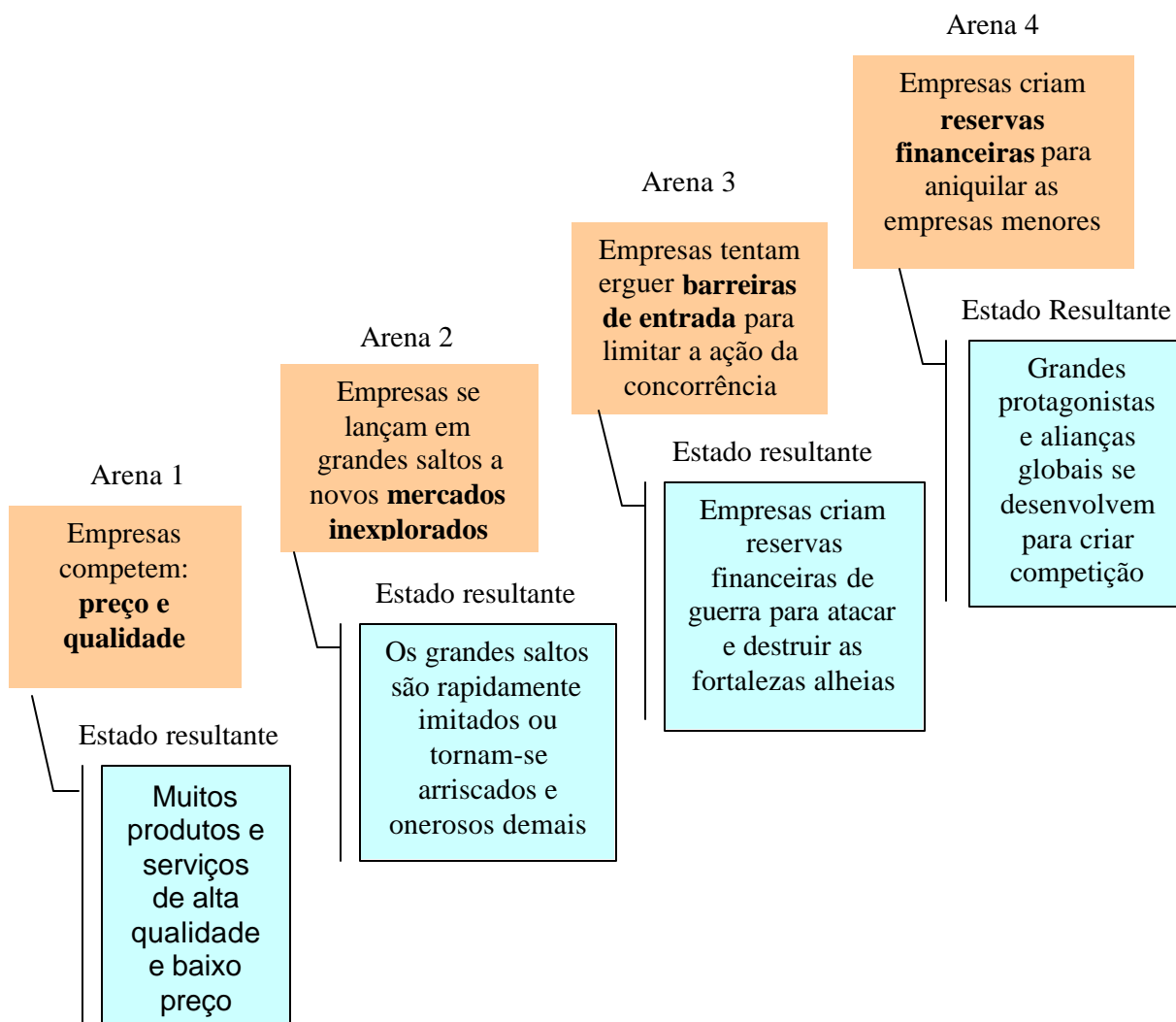


Figura 8 – Hipercompetição demonstrada através das arenas de D'Aveni  
 Fonte: Elaborado pelo autor.

As empresas tentam superar os concorrentes através de vantagens de preço e qualidade e acabam por entrar numa busca contínua pelo preço ótimo, podendo optar por entrar em um novo mercado, ou alcançar um nível de qualidade tão alto que poderia ser caracterizado como um novo mercado, e isto seria o resultado de vantagens em *timing* e *know how* (segunda arena). Na arena três, coloca que as fortalezas geográficas são freqüentemente criadas para tirar vantagens da corte doméstica da empresa. Contudo, essas vantagens não são intransponíveis para os concorrentes que fazem uso da criatividade, forçando as empresas a passarem para a próxima arena, que é a da criação de reservas financeiras.



D'Aveni (1995, p.125) cita que “uma empresa com recursos financeiros e gerenciais substanciais pode suportar muitos massacres e assaltos por parte de empresas menores e ainda assim permanecer na frente. As reservas financeiras dotam a empresa de opções poderosas em preços e expansão de mercado”. No entanto, não duram para sempre, pois que concorrentes pequenos e inteligentes conseguem contorná-los. Quando a competição se equilibra em qualquer uma das arenas, ninguém detém uma vantagem e lucros anormais são alinhados, caracterizando a concorrência perfeita.

Assim, entende que o “comportamento hipercompetitivo é o processo de continuamente gerar a vantagem competitiva do oponente criando, portanto um desequilíbrio e destruindo a concorrência perfeita, rompendo o *status quo* do mercado”. A única vantagem que perdura, resulta da habilidade de gerar novas vantagens nas quatro arenas.

Em relação às diversas estratégias abordadas até o momento, para posicionamento e crescimento de uma empresa numa determinada indústria, Porter (1999, p.46-47) chama a atenção para certos modismos, senão vejamos:

Há mais de duas décadas os gerentes estão aprendendo a atuar segundo um novo conjunto de regras. As empresas devem ser flexíveis para reagir com rapidez às mudanças competitivas e de mercado. É importante que pratiquem de modo constante o benchmark para atingir as melhores práticas. Também devem terceirizar de forma agressiva para conquistar eficiência. E é fundamental que fomentem umas poucas competências essenciais, na corrida para permanecer à frente dos rivais. O posicionamento – que já se situou no cerne da estratégia – tem sido rejeitado como algo excessivamente estático para os mercados dinâmicos e para as tecnologias em transformação da atualidade. De acordo com o novo dogma, os rivais são capazes de copiar com rapidez qualquer posição de mercado, e a vantagem competitiva é, na melhor das hipóteses, uma situação temporária. Mas essas crenças são meias verdades perigosas e estão levando um número crescente de empresas para as vertentes da competição mutuamente destrutiva. Sem dúvida algumas barreiras da competição estão desmoronando, com a atenuação da regulamentação e com a globalização dos mercados. É verdade que as empresas investiram energias, de forma adequada, para se tornarem mais esbeltas e ágeis. No entanto, em vários setores, o que muitos denominam hipercompetição não passa de autoflagelação, em vez do resultado inevitável da mudança nos paradigmas da competição. A raiz do problema é a incapacidade de distinguir entre eficácia operacional e estratégia. A busca da produtividade, da qualidade e da velocidade disseminou uma quantidade extraordinária de ferramentas e técnicas gerenciais: gestão da qualidade total, benchmarking, competição baseada no tempo, terceirização, parceria, reengenharia e gestão da mudança. Embora as melhorias operacionais daí resultantes muitas vezes tenham sido drásticas, muitas empresas se frustraram com incapacidade de refletir estes ganhos de rentabilidade sustentada. E aos poucos, de forma quase imperceptível, as ferramentas gerenciais tomaram o lugar da

estratégia. À medida que se desdobrem para melhorar todas as frentes, os gerentes se distanciam cada vez mais das posições competitivas viáveis.

*Mackenna* (1999, p.47) considera que o posicionamento sob a ótica do mercado faz parte do modelo tradicional. Explica que “para sobreviver em mercados dinâmicos, as empresas precisam estabelecer estratégias que sobrevivam às mudanças turbulentas, conhecendo a estrutura do mercado e desenvolvendo relações com fornecedores, distribuidores, investidores, clientes e outras pessoas e empresas importantes no mercado, onde essas relações são mais importantes do que preços baixos, promoções instantâneas, ou até tecnologia avançada”.

Conforme se pode observar, há um grande número de estratégias nas quais se destacam os aspectos econômico-financeiros, mercadológicos e humanos, que são fatores preponderantes de decisão quanto à entrada em um negócio, onde posicioná-lo, e de que forma conduzi-lo.

À medida que a empresa passa a ‘tocar’ o negócio, requer-se que se verifique de que forma as estratégias estão incorporadas pela mesma, e a sua influência no pensamento organizacional, pois é de fundamental importância que o plano estratégico previamente traçado seja atingido.

#### **3.1.4 A visão contábil no processo de formação dos preços**

As empresas de classe mundial estão permanentemente perscrutando pelo mundo afora os melhores processos e técnicas de ‘filosofia de excelência empresarial’. No entanto, tão ou mais importante que o descobrimento da melhor filosofia<sup>11</sup>, é a sua implementação de forma a assegurar que a organização como um todo esteja orientada para a mesma, e que se possa manter um bom nível de controle.

Para uma melhor compreensão da maneira pela qual um modelo de gestão possa fazer parte de uma organização, na Figura 9 procura-se demonstrar que o caminho para implementação de uma filosofia empresarial (FE) deve ser através das pessoas, pois são elementos chave para a sua consecução, utilizando-se, para tanto, de processos adequados com o objetivo de atingir os resultados desejados (RD).

---

<sup>11</sup> “Um segundo fato crucial que surge ao se estudarem os casos de empresas que estão tendo sucesso como manufaturadoras de classe mundial é o de que elas se caracterizam por possuírem forte conjunto de crenças e valores, isto é, uma filosofia própria de empresa. Esta filosofia ou espírito permeia a empresa como um todo, desde a alta administração até o pessoal do chão da fábrica” (NAKAGAWA, 1993, p.23).

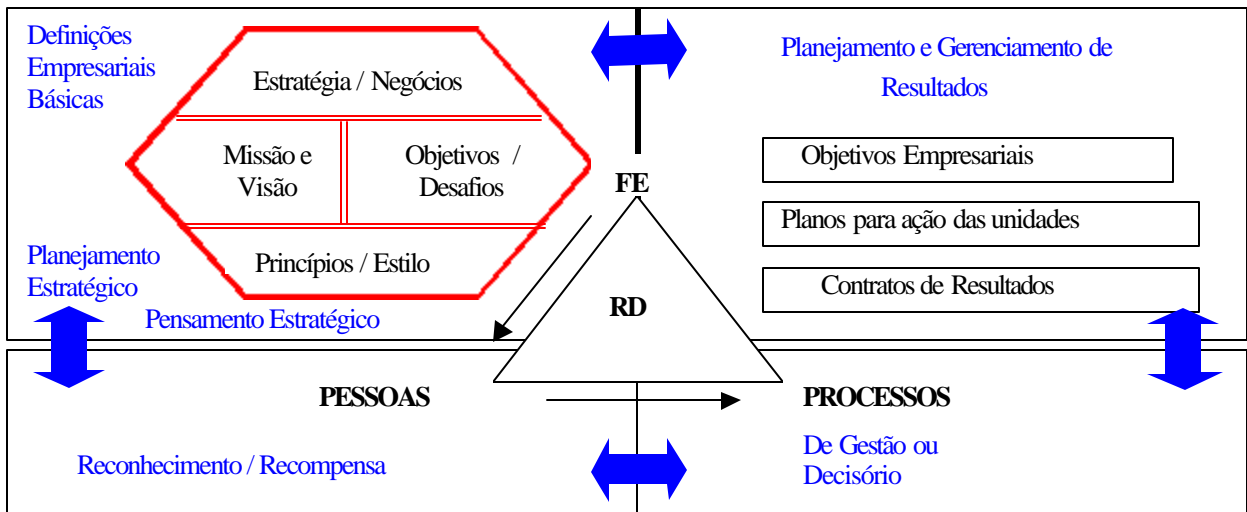


Figura 9 – Metodologia de um modelo de gestão

Fonte: Relatório da UFSC – FEPESE 1997 – Projeto estratégia CELESC.

A referida figura foi subdividida em quatro quadrantes, onde os dois superiores representam a filosofia empresarial, na qual estão contempladas as definições empresariais básicas e o planejamento e gerenciamento de resultados, enquanto os quadrantes de baixo formam a base do triângulo do caminho da excelência.

O quadrante superior esquerdo trata das definições empresariais básicas, que deve ser elaborado, envolvendo, praticamente, o topo da empresa e aquelas pessoas que influenciam diretamente a administração, tanto da estrutura formal quanto da informal. Neste campo é estabelecida a cultura empresarial, estando contempladas: a estratégia; o propósito (missão e visão); os princípios (estilo); e os objetivos organizacionais. Como as organizações estão inseridas em um ambiente<sup>12</sup> repleto de incertezas, as definições empresariais devem ser elaboradas dentro de um processo dinâmico e flexível, permitindo sua adaptação às mudanças que se fizerem necessárias.

Nesse contexto, *Barwise* (1997) citou a pesquisa que Henry Mintzberg fez com uma série de administradores de empresas, onde identificou que eles trabalham em um ritmo frenético, com suas atividades caracterizando-se pela brevidade, variedade e descontinuidade, estando fortemente orientados para a ação, não gostando de atividades intelectuais. Tal fato demonstrou, para Barwise (1997, p.3-4), “que os administradores atuais tem uma atuação totalmente diferente

<sup>12</sup> “a incerteza ambiental é uma constante na vida empresarial, seja o país desenvolvido, em desenvolvimento ou subdesenvolvido. Portanto, a análise e o acompanhamento do ambiente onde a empresa atua é condição essencial para sua sobrevivência”. Oliveira (1991, p.147).

da preconizada pelo modelo de cima para baixo de análise, planejamento, implementação e controle como atividades separadas”.

Nesse sentido, *Mintzberg* (1992) coloca que algumas estratégias intencionais (ou seja, planejadas) não se realizam, enquanto as que se realizam são denominadas de deliberadas. Porém, grande parte da estratégia realizada resulta de acontecimentos não previstos na estratégia inicial, denominada pelo autor de estratégia emergente. De acordo com Barwise (1997), este conceito de estratégia está relacionado com os conceitos de administração de adaptabilidade, inovação e aprendizagem.

Em relação ao primeiro quadrante (da Figura 9), na estratégia, que foi amplamente analisada no tópico anterior, determina-se o escopo de atuação da empresa, bem como as questões relativas ao negócio. Quanto aos princípios, que abrange as pessoas e os processos, *Mosimann e Fisch* (1999, p.29) fazem a seguinte classificação:

*Os princípios organizacionais* são regras que definem a estruturação, a divisão do trabalho e as relações de mando e subordinação.

*Os princípios de delegação de poder* são regras que definem a atribuição de tarefas e de poder para sua execução, bem como a responsabilidade pelos resultados.

Os princípios de avaliação de desempenho são regras que estipulam como devem ser avaliados os desempenhos das áreas.

Em relação aos ‘objetivos’, estes ensejam, na realidade, os desafios que a organização terá que enfrentar em relação aos clientes dos resultados; a maximização do valor; a geração dos recursos necessários; e as soluções para necessidades. Os resultados desejados são aqueles que trazem satisfação para os clientes dos resultados, a saber: consumidores e usuários dos produtos e serviços; colaboradores; acionistas; e sociedade. Assim, os ‘objetivos’ estratégicos deverão estar voltados para o atendimento das necessidades dos clientes.

No quadrante superior direito (da Figura 9), configura-se o planejamento e gerenciamento de resultados, por meio do qual serão operacionalizadas as definições estratégicas indicadas no primeiro quadrante. Esse processo, que envolve todas as unidades da empresa, compreende a definição dos objetivos anuais da empresa, seu desdobramento em metas para cada uma das unidades, a elaboração dos planos para ação dessas unidades, bem como dos contratos de resultados. Nesses contratos deverão estar consubstanciados os *resultados compromissados*

(metas a alcançar pelas unidades e seus respectivos empregados) e as *bases* para alcançá-los (recursos, apoios e delegações requeridos). No terceiro quadrante está contemplado o patrimônio humano, onde a organização deve atuar de forma a motivá-los a pensar e agir como empreendedores, buscando atingir resultados e elevados padrões de qualidade. Para tanto, a empresa deve adotar um estilo (princípios) gerencial que tenha como características principais a focalização em resultados empresariais e uma profunda convicção quanto ao potencial de capacidade e de vontade que as pessoas e as equipes formadas por elas têm para empreender e buscar o sucesso. Esses resultados são gerados por pessoas, que fazem as coisas acontecerem. Desse modo, o grau de excelência de qualquer instituição é uma função do grau de excelência das pessoas que com ela colaboram. É de fundamental importância que esteja contemplado um sistema onde o empregado possa ser reconhecido e/ou recompensado, quando da apresentação de resultados.

A participação dos empregados nos resultados remete os estudos para a identificação da maneira pela qual a organização irá medir o retorno dos investimentos efetuados nos referidos empregados. Nesse sentido, Beuren e Beltrane (1998, p.44), ao tratarem dos aspectos relativos a remuneração e contabilização do capital humano, evidenciam a dificuldade em que se depara a contabilidade, quanto a determinação do retorno proporcionado pelo capital intelectual. “O reconhecimento dos recursos humanos, presentes em uma organização, como ativos humanos, capazes de gerar benefícios futuros para a empresa, torna-se vital para identificar a parcela de contribuição que eles tem no resultado empresarial”.

No quarto quadrante buscam-se os melhores processos para que se possa atingir os resultados desejados. A análise dos processos leva ao melhor entendimento do funcionamento da organização e permite a definição adequada de responsabilidades, a utilização eficiente dos recursos, a prevenção e solução de problemas, a eliminação de atividades redundantes e a identificação clara dos clientes e fornecedores. Com estes processos estabelece-se, para todas as áreas da organização, as definições relativas às responsabilidades por decisão e de execução dos assuntos. Mosimann e Fisch (1993, p.27) afirmam que:

Por processo, entende-se a sucessão de estados de um sistema, que possibilita a transformação de insumo (entrada) em produto/serviço (saída) (...) Esse processo decisório ocorre tanto no âmbito global, ou seja, na empresa como um todo, quanto nas diversas áreas das quais a empresa é composta. Entretanto, o processo decisório das áreas deve estar sempre integrado

ao processo decisório global, porque as áreas existem para que a empresa obtenha melhores resultados na busca de sua eficiência.

O processo de gestão, de acordo com Mosimann e Fisch (1993), pode ser subdividido em operacional<sup>13</sup>, financeiro e econômico. Deve consubstanciar as atividades de cada uma das unidades da organização, sendo que as mesmas precisam ser tratadas como se fossem uma empresa.

A gestão financeira<sup>14</sup>, conforme Rose (1997), está vinculada à administração do fluxo de recursos existente, onde suas principais funções dentro da empresa são o orçamento dos investimentos, a escolha da estrutura de capital mais apropriada e a administração da liquidez, devendo estar contemplada, também, a minimização dos tributos. Para Barwise (1997), a moderna análise financeira dos projetos de investimento utiliza fluxo de caixa crescente líquido, comparando o fluxo de caixa líquido gerado com, e sem, o projeto. Desta forma, refere que as decisões de investimentos estratégicos servem para estimular o debate acerca das conseqüências da adoção de estratégias alternativas. De acordo com Gitman (1987), a administração financeira é responsável pelo planejamento financeiro; pela otimização dos ativos fixos e circulantes; bem como pela administração da estrutura de capital, notadamente quanto aos aspectos de financiamento com recursos próprios e de terceiros.

A gestão econômica<sup>15</sup> preocupa-se com os resultados auferidos por todas as unidades da empresa, verificando a posição dos mesmos em relação às metas estabelecidas, ou seja, tem como ponto de sustentação o planejamento e o controle. De acordo com Mosimann e Fisch (1999, p.31):

A gestão econômica preocupa-se com o resultado econômico para o alcance da eficácia, que consiste na relação de resultados pretendidos/obtidos da atividade principal da empresa. Esta comparação tem como conseqüência um julgamento do resultado obtido para aferição das divergências e suas causas. A eficiência, a produtividade e a satisfação são os indicadores da eficácia. A eficiência é uma relação entre os recursos consumidos e a quantidade produzida. Procura obter o máximo de produção com o menor custo por unidade produzida.

---

<sup>13</sup> “A gestão operacional está disseminada por todas as áreas da empresa, quer sejam de produção ou de logística., tais como: recursos humanos, produção, vendas, compras, finanças, manutenção, etc. A ênfase da gestão operacional volta-se para a execução dos trabalhos, em busca de uma linha de produto/serviço de cada atividade, da forma mais eficiente e racional possível. Preocupa-se mais com o *modus operandi* de cada área da empresa” Mosimann e Fisch (1993, p.29-30).

<sup>14</sup> “Financeiro: Refere-se a dinheiro. Dinamicamente, representa a variação de caixa. Estaticamente, representa o saldo de caixa. O termo financeiro quando encarado de forma restrita, refere-se a caixa; quando seu significado é amplo, refere-se a capital circulante líquido” Matarazzo (1987, p.242).

<sup>15</sup> “Econômico: Refere-se a lucro, no sentido dinâmico, de movimentação. Estaticamente, refere-se a patrimônio líquido”. Matarazzo (1987, p.242).

O processo operacional e econômico-financeiro gera uma série de dados, o que requer um sistema de informações para que a organização possa, com o conhecimento adquirido, tornar-se capaz de introduzir inovações ou melhorias de forma mais rápida e tomar decisões mais eficazes.

Assim, o planejamento e gerenciamento de resultados fazem com que a organização possa, entre outras questões, manter um controle mais efetivo sobre os custos, e garantir o alcance do nível de lucratividade com mais critério. Esse processo tem como consequência a possibilidade da companhia poder estabelecer uma política de preços com mais previsibilidade. No entanto, ainda devem ser feitas algumas considerações aos critérios de determinação do nível de preços, notadamente em relação aos custos.

Na economia de mercado, por muito tempo, os custos foram os principais fatores de determinação dos preços, uma época em que a qualidade do produto/serviço prestada era relegada a um segundo plano. Uma época onde boa parte das empresas utilizava o custo padrão<sup>16</sup>, que segundo Cogan (1999, p.104), era originário das técnicas aplicadas por *Frederick Taylor*, onde os custos eram voltados para a engenharia. Tal fato facilitava o cálculo do preço de venda, quando da falta de referência para a sua determinação:

Se uma companhia pretende introduzir um produto novo no mercado, ela poderá se deparar com a questão da determinação do preço; e se questionar qual deveria ser a melhor maneira de se determinar quanto cobrar. Naqueles tempos onde a competição não era acirrada a decisão de preços se dava com base no custeio padrão. O material, a mão-de-obra e os custos indiretos fabris do produto eram calculados detalhadamente, e a eles adicionados a parcela de despesas administrativas e a margem de lucro. Essa técnica aditiva funcionou bem quando os mercados não eram tão eficientes e responsáveis como são hoje. Pode-se até prosseguir com essa forma de trabalho em situações onde se tem um produto exclusivo ou competidores ineficientes.

No novo mercado de ‘competição perfeita’ o preço<sup>17</sup> é dado pelo mesmo, cabendo às empresas a administração dos custos para a garantia de uma remuneração mínima ao acionista. Para que as empresas possam adequar sua estrutura de custos aos preços e garantir os lucros finais, foi introduzido, de acordo com Cogan (1999), o *custeio meta*. Uma diferença básica que se observa entre as duas formas de custeamento, é que o custo padrão está voltado para o estabelecimento de

---

<sup>16</sup> “Seria, então o valor conseguido com o uso das melhores matérias-primas possíveis, com a mais eficiente mão-de-obra viável, a 100% da capacidade da empresa, sem nenhuma parada por qualquer motivo, a não ser as já programadas em função de uma perfeita manutenção preventiva” Martins (1998, p.332).

<sup>17</sup> “Com exceção dos contratos de preços baseados nos custos, ou de alternativas anacrônicas de comercialização como cartel, monopólio etc., o mercado é em última análise que de fato determina o preço”. Cogan (1999, p.95).

um preço atual, realizando o lucro pretendido, enquanto que no novo modelo o preço atual determina o custo futuro (*meta*) e, por conseguinte, o lucro pretendido deverá se realizar a um determinado prazo fixado<sup>18</sup>. Cogan (1999, p.100) cita que:

Sem uma visão para frente quanto ao posicionamento da lucratividade de longo prazo, o gerenciamento pode exercer pressão para baixar custos de forma não realista, em função da pressão exercida para atingir o lucro no curto prazo. (...) A introdução de novos produtos deverá atender certas metas de lucro. Se as metas não são atingidas, então os produtos deverão continuamente ser rejeitados até que atendam a esses objetivos’.

À medida que as empresas evoluíram para a produção de enorme variedade<sup>19</sup> de produtos, percebeu-se que os critérios de rateio dos custos indiretos obscureciam o custo dos produtos e dificultavam a gestão. Desta forma, foi desenvolvido um novo sistema de custeamento denominado ABC – Custeio Baseado em Atividades (*Activity Based Costing*), que tem como objetivo a determinação do custo de cada atividade desempenhada pela empresa, pois são estas que consomem os recursos, enquanto os produtos consomem as atividades. Tal sistema, conforme Nakagawa (1993, p.49), faz-se necessário, pois “a apropriação direta de custos torna-se o elemento chave para o aperfeiçoamento da tomada de decisões para apuração, análise de lucratividade de linhas de produto, decisões de comprar ou produzir e de reduções de custos”. Martins (1998, p.237) cita que:

Com base no ABC também se tem a possibilidade de uma alocação completa de todos os custos e despesas a todos os produtos. Por isso alguns autores e profissionais chegam a praticar essa alocação com o objetivo de, conhecido o custo + despesa global de um produto, determinar então o seu preço de venda, bastando para isso adicionar o lucro desejado por unidade. É claro que esse raciocínio só pode valer para produtos absolutamente monopolísticos, ou então na situação de preços absolutamente controlados pelo governo.

Martins (1998) ressalta que continua a existir uma certa dose de subjetivismo nos critérios de apropriação de custos no modelo ABC, bem como continua o problema, para o caso de lançamento de produtos, da estimativa do volume a ser vendido. Afirma que quanto maior a proporção dos custos e despesas fixas numa empresa, maiores serão as dificuldades de se

---

<sup>18</sup> “há forte interação entre as decisões de apuração e custos. Por exemplo, em nível de planejamento e de projeto do produto, é necessário conhecer o custo meta, ao passo que em nível de produção faz-se mister estabelecer o custo-padrão de cada produto” Nakagawa (1993, p.82).

<sup>19</sup> “Os sistemas tradicionais, conhecidos como sistemas de custeio baseados em volume, sempre foram desenhados para empresas que competiam no mercado com base em estratégias de redução de custos de produtos homogêneos e manufaturados em grande escala para estoques” Nakagawa (1993, p.37).



determinar o preço de venda de cada produto, de forma racional. Ohmae (1998, p.6) menciona que:

Com o novo formato de empresa, os estrategistas deverão transformar a equação de lucro tradicional em uma equação especial, brincando com as variáveis. A equação tradicional é ‘valor de vendas – custo variável – custo fixo = lucro’, e a forma tradicional de maximizar o lucro é aumentar as vendas ou reduzir o custo variável, ou ainda diminuir o custo fixo ao longo do tempo. Mas, com os novos elementos do mundo digital e da economia globalizada sem fronteiras, a equação se torna especial: alguns custos fixos podem ser transferidos para agentes externos, alguns custos variáveis podem ser diminuídos pela metade e as vendas podem aumentar assustadoramente.

Os preços historicamente foram formados adicionando-se o lucro aos gastos (custos e despesas) incorridos pelas empresas, enquanto que no modelo onde se caminha cada vez mais para a competição perfeita, o preço é determinado pelo mercado. No entanto, de acordo com Cogan (1999, p.125-139), existe uma grande quantidade de estratégias a serem consideradas na fixação do preço de venda, a saber:

a) Estratégias de formação de preços

a.1. Estratégias de preços distintos – é aquela onde diferentes preços são aplicados a diferentes compradores, para o mesmo produto. Pode ser subdividido da seguinte maneira:

- *Desconto em um segundo mercado* – estabelece um preço para o mercado principal e um reduzido para o secundário;

(...)

- *desnatação* – fixação de um preço relativamente alto, muitas vezes, no início da vida do produto;

(...)

- *desconto Periódico e Randômico* – o periódico ocorre de forma sistemática e previsível. Randômicos são descontos oferecidos ocasionalmente, de forma não previsível.

(...)

a.2. Estratégias de preços competitivos:

- *Igualando a estratégia da competição* – estabelece preços iguais aos dos competidores;

(...)

- *cotar por baixo do preço da competição* – enfatiza o oferecimento do menor preço dentre as alternativas disponíveis;

(...)

- *líderes de preços e seguidores* – estratégias onde as organizações que detêm grande fatia de mercado e de capacidade de produção determinam o nível de preços. Organizações mais fracas seguem os líderes;

(...)

- *preço de penetração* – preço baixo introdutório com a intenção de estabelecer rapidamente o produto no mercado;

(...)

- *preço predatório* – existem preços que permanecem imutáveis por um longo período de tempo, que qualquer aumento de preço, acima do de percepção tradicional conduz a uma grande redução de vendas (elástico);

(...)

- *preço inflacionário* – quando o dinheiro passa a valer menos, a força de compra declina. A alternativa é elevar o nível de preços ou reduzir os serviços associados ao mesmo.

(...)

a.3. Estratégias de precificação por linhas de produtos – objetiva maximizar os lucros para o total dos produtos da linha.

- *Preço cativo* - o produto básico é precificado por baixo, mas os lucros dos produtos associados necessários para o funcionamento do produto básico compensa a sua falta de lucro;

(...)

- *preço isca e preço do líder* – atrai-se os clientes pelo oferecimento de itens de baixo preço com a intenção de vender mais os produtos caros;

(...)

- *preço pacote e múltiplas unidades de preço* – o preço de um conjunto de produtos é menor que o total de cada preço individual.

(...)

a.4. Estratégias de Preços Imagem Psicológica

- *Preço referência* – uma versão de produto com um preço mais moderado será mostrado mais próximo a um modelo de alto-preço da mesma marca, ou de uma marca competitiva;

(...)

- *preços permanentes x ocasionais* – preços ocasionais se tornam tradicionais. A lógica é que se acredita que o consumidor percebe um preço de R\$ 1,95 como sendo significativamente menor que de R\$ 2,00;

(...)

- *preço prestígio* – ocorre quando um alto preço é percebido como sinônimo de alta qualidade.

(...)

b) Métodos de formação de preços baseados nos custos

b.1. *Método baseado no custo pleno* – baseia-se na aplicação de todos os custos do produto acrescido da margem de lucro;

(...)

- b.2. *Método baseado no custo marginal* – sempre que o preço cotado for superior aos custos variáveis isso representará uma margem de contribuição que servirá para ajudar a cobrir os custos fixos e o lucro. Deve ser aplicado em períodos sazonais;  
 (...)
- b.3. *Método baseado no retorno sobre o capital investido* – o preço é determinado pelo custo mais o percentual de retorno desejado sobre o capital investido.  
 (...)
- c) *Cálculo do Markup* – é um índice aplicado sobre o custo de um bem ou serviço para a formação do preço de venda (Santos, 1995). Esse índice é tal que cobre os impostos e taxas aplicadas sobre as vendas, as despesas administrativas fixas, as despesas de vendas fixas, os custos indiretos fixos de fabricação e o lucro.  
 (...)
- d) *Preço de transferência* – as organizações complexas, descentralizadas através de unidades autônomas, podem utilizar um preço para produtos intermediários que são transferidos de uma unidade para outra. Tal fato facilita a avaliação dos gerentes, bem como melhora a coordenação da maximização do lucro total da organização. Esses preços são conhecidos como sendo de transferência.

Verifica-se que há uma quantidade muito grande de alternativas para a fixação do preço de venda, sendo que o custo, quando não serve de base para a sua determinação, é a referência para que se verifique se está ou não contribuindo para a maximização dos lucros.

No entanto, há outras variáveis que precisam ser consideradas. Kotler (1998) cita que, além do custo monetário, deve-se incluir também os custos de tempo e de energia física e psíquica do comprador. O comprador avalia esses custos juntamente com o custo monetário para compor um quadro do custo total do consumidor. Sob a ótica do vendedor poderão ser oferecidas alternativas que minimizem cada um dos custos do comprador, ou que um compense o outro.

De acordo com Farina et al. (1997, p.38 e 41), Ronald Coase colocou em cena as restrições às transações econômicas, cujos custos não mais poderiam ser impunemente considerados como negligenciáveis. Elementos antes considerados exógenos à análise econômica – como direitos de propriedade, estrutura organizacional da firma e mecanismos de governança das transações – passaram, um a um, a ser incorporados:

Possivelmente a consequência mais importante do artigo de Coase foi o enriquecimento da visão da firma, que passa de mero depositário da atividade tecnológica de transformação do produto para um complexo de contratos regendo transações internas. (...) A economia ortodoxa implicitamente assumia que os agentes econômicos eram fiéis aos seus compromissos ou, então, que os termos de uma transação eram completos e se faziam

cumprir sem custos. A economia da informação introduz o comportamento aético e seus custos, colocando a transação em lugar de destaque na análise econômica.

Para *Arrow* (1974), na presença de incerteza o sistema de preços se torna tão complexo que o uso do mercado fica inviabilizado. Fica impossível lidar com a hiper-racionalidade, abrindo espaço para a racionalidade limitada prevista por *Simon* (1962). Desta forma, os contratos quando elaborados passam a conter somente aquilo que é previsível e factível, não se podendo esperar que todas as eventuais pendências sejam resolvidas antes.

Segundo *Tofler* (1998), a medida que os setores de serviços e de informações crescem nas economias mais avançadas, à medida que a própria manufatura é computadorizada, a natureza da riqueza têm de mudar. Enquanto os investidores em setores atrasados da indústria ainda consideram os tradicionais ‘ativos sólidos’ – planta, equipamento e estoques – como críticos, investidores nos setores mais avançados, de mais rápido crescimento, apoiam-se em fatores radicalmente diferentes para garantir seus investimentos. Com base nesse pressuposto, de acordo com o autor, muito da teoria e ideologia marxista e da economia clássica sucumbem, pois que a terra ou a máquina só pode ser usada por um indivíduo ou firma de cada vez. Por outro lado, o conhecimento pode ser aplicado por muitos usuários diferentes ao mesmo tempo.

De acordo com *Mackenna* (1999, p.173-174), “ao tempo em que o capital passa cada vez mais a se basear em intangíveis, os instrumentos negociados nos mercados financeiros estão igualmente se afastando cada vez mais da tangibilidade”. Ainda menciona que as empresas deveriam observar que os principais concorrentes são os intangíveis, tais como:

1. mudança; 2. resistência às mudanças; 3. consumidores bem informados; 4. a mente do consumidor; 5. a mentalidade de pasteurização; 6. a mentalidade de grandeza; 7. cadeias rompidas; 8. o conceito do produto; e 9. coisas que aparecem da noite para o dia. A verdadeira concorrência não se dá no âmbito do mercado onde uma empresa enfrenta a outra. Na realidade são os obstáculos que se colocam no caminho do sucesso, que compreende formas de pensar e de ver o mundo.

Como se pode observar, há muito ainda a ser desenvolvido na sociedade moderna, no tocante ao atendimento das necessidades daqueles que, de alguma maneira, são afetados pelas organizações. Talvez a primeira consideração a ser feita é a busca por um maior equilíbrio entre os interesses dos agentes que atuam na sociedade, notadamente quanto ao sistema econômico e o social. Nesse ponto, as organizações passam a ter um importante papel a desempenhar, independente do tipo de

mercado em que atuam, dado a sua influência em referidos sistemas. A maneira como ela interfere no meio ocorre quando são definidas as suas crenças e valores, os princípios que a norteiam na busca dos resultados.

A sociedade cada vez mais vem dando importância aos problemas ambientais e sociais. Tal fato faz com que as empresas dêem mais atenção a essas questões, sendo que a sua *marca* pode ser afetada. Da mesma forma, o patrimônio humano passa a ser de importância fundamental, tanto pelo aspecto do conhecimento, haja vista a necessidade de inovação, bem como da qualidade de vida que deve ser disponibilizada aos mesmos.

Certamente, a forma como a empresa atua nesses dois campos de resultados (desenvolvimento econômico-social e patrimônio humano), será, também, importante para a manutenção e ampliação dos clientes dos produtos e serviços, uma vez que são a razão da existência da mesma. As organizações devem se nortear em princípios éticos na conduta de seus negócios em relação a esses clientes.

À medida que a empresa consiga superar os desafios que lhe são colocados, com um bom plano estratégico, é natural que faça a ‘colheita’ no campo econômico-financeiro, traduzida por um retorno que satisfaça os acionistas. A definição do nível de lucratividade será uma das determinantes do preço a ser cobrado dos clientes, enquanto que a aplicação dos recursos define se haverá ou não o desenvolvimento econômico-social. Para atingir a esses resultados, deve haver uma política de conseqüências para os responsáveis pela obtenção dos mesmos.

Inferre-se do exposto que, numa nova economia de mercado o preço continua desempenhando um papel fundamental, na medida em que possa atender às necessidades dos clientes dos produtos e serviços, da sociedade, dos empregados e dos acionistas.

### **3.2 Regulação econômica**

O grau de complexidade a que está submetida a ciência econômica pode ser observada nos relacionamentos existentes numa sociedade, onde o principal problema econômico que a afeta é a busca constante do equilíbrio entre a satisfação dos desejos (necessidades) humanos e a utilização dos recursos econômicos disponíveis.

De acordo com Leftwich (1994, p.2), as necessidades podem ser biológicas e as decorrentes da cultura onde vivemos. Para satisfazê-las requer grande variedade de bens, uma vez que os gostos individuais não só variam como são expansionistas. No entanto, o nível de satisfação é delimitado pela quantidade e qualidade dos recursos conhecidos. Explica que os recursos “podem ser classificados em humanos (do trabalho) e do capital (ou não-humanos) a exemplo de construções, equipamentos, terra, materiais, recursos minerais disponíveis, matérias-primas, materiais semi-acabados, estoques comerciais e quaisquer outros itens tangíveis não-humanos utilizados no processo produtivo”.

Para que essas necessidades sejam satisfeitas a sociedade se estrutura sob a forma de organizações, incluindo entre estas as empresas, que estabelecem estratégias internas para que, aplicando o conhecimento das pessoas com os demais recursos, possam ser utilizados com o objetivo de oferecer produtos/serviços à comunidade. Estes, por sua vez, são ofertados por um ‘valor’ que é determinado com base na ponderação do ‘valor’ de cada recurso empregado na combinação necessária.

Caso este produto/serviço seja ofertado com um preço acima do praticado no mercado, a taxa de lucratividade também fica mais alta que nos setores concorrentes, o que acaba servindo como um forte atrativo para novas empresas virem a se instalar nesse mercado. Quando estas novas empresas entram, ocorre o aumento da oferta, fazendo com que o preço sofra uma redução até o nível estabelecido na concorrência perfeita. No entanto, existem barreiras naturais e artificiais à entrada em alguns mercados, fazendo com que as empresas que já estão instaladas nestes explorem o poder de mercado que detêm, sem que outras firmas possam entrar.

Assim, em decorrência dos problemas existentes em uma sociedade, é importante observar a maneira pela qual o Estado age na economia e a forma como o mesmo regula a sua intervenção. Tal implica no entendimento do conceito de regulação, da eficiência e falhas do mercado, bem como da forma de regular os oligopólios e monopólios.

### **3.2.1 O papel do Estado**

De acordo com Azambuja (1990, p.2), “o Estado é uma sociedade, pois se constitui essencialmente de um grupo de indivíduos unidos e organizados permanentemente para realizar um objetivo comum. E se denomina sociedade política, porque, tendo sua organização

determinada por normas de Direito positivo, é hierarquizado na forma de governantes e governados e tem uma finalidade própria, o bem público”.

O papel do Estado na sociedade depende da teoria que está sendo aplicada na mesma. É possível identificar, basicamente, dois sistemas econômicos que se caracterizam por uma separação extrema diante de uma escala de afinidades: o capitalismo e o socialismo. Segundo Azambuja (1990, p.123), para algumas teorias o Estado deve fazer tudo enquanto que para outras deve fazer o mínimo, deixando para os indivíduos o máximo de atribuições. No entanto, ressalta que todas as teorias são “uniformes em sua essência” ao afirmarem que a “sua finalidade é realizar o bem público”.

Para dar consecução a este objetivo, conforme Rosseti (1982, p.92-93), um governo deve estabelecer uma política econômica em que possa traduzir, essencialmente, os fins que pretende alcançar em dada economia. Definidos os fins, lança-se mão dos seguintes instrumentos:

- a) Instrumentos fiscais – que se referem às despesas e às receitas (tributos) do setor público;
- b) Instrumentos monetários – que se destinam a influenciar a oferta de moeda e a taxa de juros, pois ao afetar o setor real da economia influenciariam os objetivos de crescimento, de repartição e de estabilidade;
- c) Instrumentos cambiais – se destinam a manter o equilíbrio das transações econômicas com o exterior, bem como regularizar os fluxos de importação de mercadorias e serviços e dos movimentos internacionais de capital; e
- d) Instrumentos de intervenção direta – nesse caso o Estado intervém na economia *regulando a atividade de produção* (estabelecendo, por exemplo, quotas de produção), *fixando e controlando os preços dos produtos*, e *regulando a remuneração dos fatores da produção* (com destaque para os salários).

Esse tipo de intervenção e a intensidade com que se dão varia para cada País. No caso desse estudo, será dada ênfase à intervenção efetuada “diretamente na atividade de produção”, como é o caso de alguns setores essenciais, tais como os de alimentos básicos; matérias-primas e insumos de importância estratégica; e serviços descritos como de utilidade pública. Nesses casos, segundo Rosseti (1981, p.267), o “Estado pode levar a intervenção ao extremo via implantação de monopólios naturais”.

Há que se ressaltar ainda, de acordo com Possas et al. (1996), que na teoria econômica ortodoxa é conhecida a associação existente entre eficiência econômica e mercados competitivos, onde os

teoremas do bem-estar<sup>20</sup> mostram que só mercados sob concorrência perfeita permitem alcançar o ótimo de Pareto, e este ótimo para um mercado específico consiste em igualar preço e custo marginal. Entretanto, mesmo as obras neoclássicas de microeconomia admitem a necessidade de políticas governamentais de regulação para situações em que sejam verificadas as chamadas “falhas de mercado”.

Dessa forma, o escopo da regulação tem relação com a concepção político-social do Estado que prevalece em cada momento, podendo o mesmo desempenhar atividades produtivas e/ou regular estas atividades quando desempenhadas por agentes privados.

### **3.2.2 O conceito de regulação**

Na obra de Robert Boyer (1990), sobre ‘Teoria da Regulação’, verifica-se uma série de aproximações de algumas definições em que se observa que o estudo da regulação é totalmente vinculado ao estudo das transformações das relações sociais, que, por sua vez, estão passando por um processo de desenvolvimento e desgaste. Tal fato acaba levantando uma outra questão no estudo da regulação que é a *temporal*.

Para Santana et al. (1997, p.59), “a regulamentação pode ser definida como sendo um conjunto de leis e de controles administrativos que se originam do governo e afetam o funcionamento dos mercados, interferindo, deste modo, na eficiência interna e alocativa de empresas e de indústrias”. Explica que a regulação é, em geral, implementada por uma agência governamental, que determina a entrada e o crescimento das empresas na indústria, estabelece padrões de qualidade e controla preços.

Para Burlamaque (1996), um regime de acumulação não paira desencarnado, no mundo etéreo dos esquemas de reprodução. Para que um sistema se realize e se reproduza de maneira durável é necessário que formas institucionais, procedimentos e hábitos funcionem como forças coercitivas e incitadoras, levando os agentes privados a aceitarem tais esquemas. Este conjunto de formas o autor denomina regulação.

---

<sup>20</sup> “o bem-estar econômico é definido como o bem estar daqueles que vivem e trabalham numa economia. (...) é fácil definir o bem estar individual (...) mas o mesmo não ocorre quando se procura uma definição para o bem-estar grupal (...) O bem-estar grupal conhecido como Pareto *optimum*. O ótimo Pareto é tido como existente quando nenhum evento pode aumentar o bem estar de uma pessoa sem diminuir o bem-estar de alguma outra. Se considerarmos de outra forma, um ótimo Pareto não existe se uma ou mais pessoas podem estar em melhor situação sem deixar ninguém em pior situação” Leftwich (1994, p.11).



A regulação é considerada como sendo ‘ativa’ quando o Estado interfere diretamente em atividades econômicas, onde há ‘falhas de mercado’ com o propósito de simular a concorrência. Para tanto utiliza os seguintes instrumentos: preços; entrada e saída de empresas (estrutura da oferta); e qualidade.

No caso da regulação ‘reativa’, a interferência do Estado ocorre de forma indireta, nos mercados em geral, para induzir maior concorrência, utilizando-se, para tanto, do instrumento da Lei antitruste através da: prevenção (controle das estruturas) e/ou da repressão (condutas infrativas à concorrência).

Do exposto, verifica-se que a regulação busca mediar as relações existentes entre os agentes produtivos e os clientes dos produtos e serviços, notadamente naqueles mercados onde a concorrência dá-se de forma limitada ou é inexistente. De acordo com Possas et al. (1996), o principal objetivo da regulação de atividades é o de aumentar o nível de eficiência econômica dos mercados regulados. A eficiência econômica manifesta-se de diversas maneiras, conforme visto a seguir.

### **3.2.3 Eficiência econômica**

Os critérios de eficiência econômica, amplamente utilizados pelos economistas, conforme Possas et al. (1996), subdividem-se em eficiência dinâmica ou seletiva; distributiva; produtiva; e a alocativa:

#### *a) Eficiência dinâmica ou seletiva*

Possas et al. (1996, p.80) citam que o ponto central desse tipo de eficiência é que:

se o mercado é o *locus* da concorrência, e não necessariamente da harmonia social, da conciliação entre interesses conflitantes, da coordenação econômica via preços, da alocação estática dos recursos econômicos, ou qualquer outro possível candidato a função primordial, ele deve ser avaliado essencialmente pela extensão e qualidade com que a desempenha, em vez de sistematicamente cobrado por uns e outros – uns reafirmando, outros negando – por aquilo que não parece ser da sua natureza proporcionar: equilíbrio com eficiência paretiana, *marketing clearing*, preços que sinalizam oportunidades com eficiência, redução de desigualdades, nivelamento das diferenças econômicas e até pleno emprego.

*b) Eficiência distributiva*

Possas et al. (1996, p.6) explica que é a “capacidade de eliminação, por meio da concorrência ou de outro dispositivo, de rendas monopolísticas ou outros ganhos temporários por parte de agentes individuais”.

*c) Eficiência produtiva*

Possas et al. (1996, p.6) refere-se à “utilização, com máximo rendimento e mínimo custo, da planta produtiva instalada e respectiva tecnologia”.

*d) Alocação eficiente*

Ocorre quando a demanda é atendida ao menor custo possível, utilizando-se todos os recursos disponíveis. Nesse caso, os recursos devem ser alocados entre as diferentes atividades produtivas, atendendo ao valor relativo que os consumidores atribuem aos distintos bens e serviços produzidos (ótimo global de Pareto).

Se os mercados do sistema econômico (mercados de bens e de recursos produtivos) são perfeitamente competitivos, os mecanismos de preços induzirão simultaneamente à eficiência alocativa e à produtiva. Nesse caso, se a eficiência produtiva estiver assegurada, a condição necessária equivalente para a eficiência alocativa é que os preços de todos os bens se situem ao nível do custo marginal, condição esta onde o bem estar da sociedade é otimizado.

### **3.2.4 Falhas de mercado**

O sistema tradicional de economia de mercado revela que, sob certas condições, ocorre o uso eficiente dos recursos. Entretanto, a realidade mostra que existem fatores que fazem com que o mecanismo de mercado não atinja o máximo de eficiência, devido às chamadas “falhas” de mercado. De acordo com Riani (1997, p.28-36) existem quatro características que fariam com que o setor privado não atinja o nível de produção ótima, fazendo com que o governo atue paralelamente ao setor privado para que a satisfação da sociedade seja alcançada. Estas características, ou “falhas” de mercado, são:

- a) *Indivisibilidade do produto* – são aquelas onde o preço do produto não pode ser estabelecido via sistema de mercado, também classificadas como bens públicos puros;

(...)

b) *externalidades* – ocorre quando as ações de determinadas unidades poderão causar perdas ou ganhos nas ações de outras unidades. Tal fato provoca uma desigualdade entre o custo marginal e a receita marginal, tendo como consequência a não obtenção do ótimo de Pareto;

(...)

c) *custos de produção decrescentes e mercados imperfeitos* – o desenvolvimento tecnológico possibilita às empresas uma economia de escala muito grande, o que faz com a mesma possa dominar um mercado, tornando-o imperfeito, pois que será composto de um número reduzido de vendedores, quebrando uma das condições básicas da livre concorrência;

(...)

d) *riscos e incertezas na oferta de bens* – a falta de conhecimento perfeito por parte dos vendedores e dos compradores relacionados com os riscos do mercado, a falta da perfeita mobilidade dos recursos, a incerteza quanto à maximização dos lucros por parte das firmas e a escassez de determinados recursos produtivos, particularmente os naturais, são características do mundo real que mostram a inviabilidade de alguns pressupostos do mercado perfeito no que se refere à produção ótima de todos os bens econômicos.

*Traxler e Unger* apud *Farina et al.* (1997, p.115) explicitam que a questão temporal também é considerada como uma falha do mercado, vez que é responsável pela irracionalidade de longo prazo das decisões racionais tomadas pelos participantes do mercado no curto prazo. Nesse sentido, *Burlamaque* (1996, p.122), afirma que:

o conceito de tempo econômico, unidirecional – irreversível portanto – implica o abandono do paradigma mecânico, newtoniano, e a consideração da mudança no tempo como consequência também da influência do tempo sobre a mudança, o que obriga encará-la como um processo contínuo e unidirecional, de destruição e reconstrução de situações sobredeterminado por duas dimensões simultâneas, porém distintas: a) a influência do passado sobre o futuro dado pela memória do sistema econômico, isto é, pelo peso das decisões tomadas no passado, consubstanciado nas estruturas econômicas, social, e institucional existente. b) A influência do futuro sobre o presente, através das expectativas formadas pelos agentes, no momento das suas decisões: tempo expectacional.

Dado a existência dessas falhas o Estado busca estabelecer uma situação de equilíbrio, para que o bem-estar social seja alcançado.

Para tanto, através da regulação econômica ele pode determinar as quantidades a serem produzidas bem como o nível de preços a ser praticado, buscando a satisfação dos agentes envolvidos.

### 3.2.5 Regulação de mercados ineficientes

A regulação econômica faz-se necessária, segundo Farina et al. (1997), em situações onde um produtor ou grupo de produtores tem a capacidade de restringir o produto e elevar preços acima do nível de concorrência. Para esses setores, o Estado deverá criar as condições para que se estabeleça a competição, não deixando que se formem cartéis, reprimindo abuso de poder de mercado, e abuso de posição dominante.

Estas restrições, também denominadas de *barreiras à entrada*, fazem com que um mercado possa ser oligopolizado ou monopolizado. Neste, conforme Possas et al. (1996, p.82), “com a teoria dos mercados contestáveis, verifica-se que os oligopólios não são necessária ou intrinsecamente ineficientes, nem operam necessariamente com margens de lucro excessivamente altas. Na verdade, neste tipo de mercado deve existir outro conjunto de condições quase tão restritivas e irrealistas quanto a concorrência perfeita”. Referem que, a partir de estudos efetuados por Bain (1956), as barreiras à entrada são a principal característica de um oligopólio, ao invés do mesmo ser distinguido em função do pequeno número de concorrentes (otomização) que atuam em um mercado. Possas (1985, p.96), menciona que:

A relevância dos impedimentos à livre entrada para a conformação da estrutura do mercado – em oligopólio, ou monopólio como situação limite – já havia sido reconhecida por outros autores, com muita antecedência (Kaldor, 1935; Hall e Hitch, 1939; Andrews, 1949). A novidade trazida por Bain (1956) constitui mais em deslocar as barreiras à entrada para o centro da análise da estrutura do mercado e da formação dos preços em oligopólio, conceituando-as com mais rigor e aprofundando hipóteses sobre os seus determinantes, em lugar de tratá-los como mais um elemento a distinguir qualitativamente os mercados, chamados ‘imperfeitos’ ou não plenamente competitivos.

Existem setores econômicos, conforme Sharkey *apud* Farina *et al.* (1997), que apresentam economias de escala na produção, denominado monopólios naturais, nos quais o custo total só é minimizado quando há um único produtor nesse tipo de mercado. Segundo Farina *et al.* (1997, p.119), “os exemplos mais típicos de monopólio natural concentram-se nos serviços de utilidade pública, tais como o fornecimento de água e eletricidade. Para esses casos, a estatização foi a solução adotada em muitos países europeus e pelo Brasil, enquanto a regulamentação do monopólio privado foi a solução norte-americana”.

No Brasil, o art. 174 da Constituição Federal delinea o papel do Estado como “agente normativo e regulador da atividade econômica”. Estabelece que essas funções se corporificam na fiscalização, no incentivo e no planejamento. No art. 175 da referida constituição consta que é responsabilidade do poder público, na forma da lei, pela prestação de serviços públicos, diretamente ou sob o regime de concessão ou permissão. Com base na legislação, e tendo em vista a falta de recursos por parte do Estado para investimento na infraestrutura, deu-se início a um processo de reestruturação dos setores de telecomunicações e de eletricidade. O primeiro foi totalmente privatizado, enquanto que no segundo ocorreu a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, onde somente parte destas atividades é que foram privatizadas. Também ficou estabelecido que deveria haver concorrência no setor de telecomunicações e na geração e comercialização de eletricidade. Quanto à transmissão e distribuição de eletricidade, as empresas detentoras dessas concessões, devido às suas características de custos (monopólio natural) acabaram atuando no mercado sem concorrentes. Em qualquer caso desse tipo de mercado, o Estado cria agências reguladoras, de forma a induzir a empresa ou empresas a atuarem como se fossem competitivas.

Neste sentido, Possas et al. (1996, p.107) explicam que:

Entre as mudanças institucionais mais significativas destaca-se, em primeiro lugar, o deslocamento relativo, mas decisivo, nas formas de atuação do estado – que se torna progressivamente mais regulatório do que interventivo. Isto implica, de um lado, maior ênfase na adoção de procedimentos e fixação de normas gerais e estáveis (...) de outro lado, menor ênfase na ação interventora direta do Estado na esfera econômica, notadamente na atividade produtiva, mas sem prejuízo de ações específicas de cunho estruturante – como as de caráter articulador e mediador, eventualmente gestor de processos de reestruturação produtiva e patrimonial que envolva conflitos de interesse mais complexo e alcance público estratégico.

A diferença entre a regulação de monopólios naturais e a defesa da concorrência reside no fato de que, na regulação de monopólios naturais se estabelecem preços que incentivem as empresas a trabalharem otimamente sob o ponto de vista social, enquanto que, na defesa da concorrência, se criam incentivos para que as firmas, escolhendo preços e quantidades livremente, decidam tanto produzir a quantidade que produziriam se agissem competitivamente, quanto cobrar preços competitivos.

A forma de regular um monopólio natural deve ser determinada pelo governo, sendo que o mesmo vai enfrentar muitas dificuldades, principalmente na determinação do nível de preços. De acordo com Estrin (1997, p.6), existem diversas alternativas de regular referidos monopólios, porém com as seguintes conseqüências:

- a) Se o governo decidir dividir a empresa, e apesar da existência de economias de escala substanciais, os custos a longo prazo serão mais elevados em duas ou mais empresas do que em uma empresa que detém o monopólio, provocando um aumento de preços devido à concorrência. Pelo contrário, se o governo decidir nacionalizar a empresa e administrá-la como se ela estivesse inserida em um mercado competitivo, o resultado pode ser ainda pior.

(...)

- b) O governo pode obrigar os administradores no setor público a estipular níveis de produção de modo que o preço seja igual ao custo marginal de longo prazo. (...) No entanto, quando os custos médios estão em queda, os custos marginais situam-se abaixo dos custos médios, acarretando prejuízos visto que o preço estipulado será inferior ao custo médio.

(...)

- c) Se os custos fixos forem elevados e os custos irrecuperáveis baixos, uma solução para o governo seria franquear o monopólio. Os operadores propõem um preço de exploração do monopólio durante um determinado período. Nesse caso, a entrada no mercado não elimina as economias de escala, pois há apenas uma empresa que satisfaz a procura do mercado; no entanto, a ameaça de perder a licença de exploração no fim do período serve para encorajar a eficiência dos monopolistas. Um outro problema é a falta de incentivo para investimentos quando no término do período do franqueado, pois que o franqueado não sabe se o seu contrato será renovado.

O autor finaliza esta questão propondo que seja nomeado um regulamentador para fixar o preço do monopólio natural, a exemplo do que vem ocorrendo no Reino Unido, com o objetivo de atender aos lucros pretendidos pelos acionistas, os investimentos necessários e o bem-estar dos consumidores.

A abordagem tradicional praticada pelos EUA, segundo Estrin (1997), determinava uma regulamentação que daria às empresas uma taxa de rentabilidade pré-determinada. Na regulação pela taxa de retorno, de acordo com Oliveira (1998), o preço é estabelecido com base no custo médio. Para tanto, a empresa determina o custo total, através do somatório da remuneração sobre a *'rate base'* (que podem ser os ativos destinados à prestação do serviço), mais as despesas operacionais, a depreciação, bem como os impostos.

Ainda, segundo Oliveira (1998) e Estrin (1997), no Reino Unido foi introduzida uma modalidade pioneira, denominada '*price-cap*' (preço-limite), em que o regulador fixa tetos de preços para todos os produtos, indexados ao índice de preços de varejo, deduzido de uma taxa de progresso tecnológico esperado e adicionando-se uma parcela referente a alguns custos da indústria ou da melhoria dos padrões de qualidade.

Assim, no novo ambiente competitivo prepondera a inovação de produtos e processos; as novas tecnologias mais intensivas em aprendizagem e em qualificação de recursos humanos; a flexibilidade produtiva; e a globalização, impondo não só a transnacionalização das estratégias corporativas como a adoção de regras uniformes e estáveis na regulação de mercados.

Estas regras devem existir devido, também, às falhas de mercado, a exemplo do oligopólio, onde são criadas barreiras à entrada, evitando, assim, a livre concorrência. Há ainda o caso dos monopólios, notadamente os naturais, em que a concorrência torna-se impraticável, devido à elevação dos custos, quando mais de uma empresa atua neste tipo de mercado. Para esses casos, os preços praticados podem ficar muito acima daqueles mercados onde a concorrência é, dita, perfeita.

Assim, a regulação econômica torna-se imprescindível, cabendo ao Estado o papel de estabelecer medidas, para que se obtenha um equilíbrio entre os agentes que atuam nos mercados, com o objetivo de se obter o bem-estar social.

## 4. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Este capítulo apresenta o contexto do setor elétrico brasileiro, com ênfase nas diversas fases que o mesmo passou, desde o início da intervenção do Estado sobre o mesmo, com a edição do Código de Águas, até a sua recente reestruturação. Essa descrição é importante, em face de aplicação dos conceitos teóricos que consubstanciaram, tanto a fase anterior, quanto a reestruturação a que foi submetido o setor, notadamente em relação aos aspectos da sua regulamentação.

Assim, este capítulo foi subdividido em três partes. Na primeira é tratada a evolução histórica do setor, na segunda parte são demonstrados as mudanças ocorridas recentemente e o papel a ser desempenhado pelos agentes que irão atuar no novo modelo desverticalizado. Na terceira parte é abordada a situação dos contratos de energia da atual fase para a concorrencial, também chamada *fase de transição*.

### 4.1 Evolução histórica

O setor elétrico brasileiro, que até meados do século passado era privatizado, teve, a partir da década de 30, uma ênfase da intervenção do Estado com a instituição do Código de Águas, através do Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, considerado como o marco regulatório do setor. Até a edição do código o setor era desregulamentado, pois desde 1906, segundo Paixão (2000, p.36), referido código vinha sendo discutido no congresso, passando por diversas comissões, até que no início da década de 30, Getúlio Vargas encomendou um novo projeto.

A concepção do modelo de regulação técnica e econômica, do setor elétrico, deu-se nos termos em que ela se verificava nos Estados Unidos, na qual o fim principal da regulamentação era sem dúvida obter tarifas razoáveis, onde as mesmas eram determinadas de acordo com o regime tarifário pelo retorno do investimento<sup>21</sup>, cuja característica é a tarifa baseada no custo do serviço com uma remuneração garantida.

---

<sup>21</sup> Neste trabalho, o termo 'regime tarifário pelo retorno do investimento', será tratado como 'regulação pelo retorno do investimento'.



As décadas de 30 e 40, de acordo com Paixão (2000, p.37-38), foram caracterizadas por uma forte nacionalização, com crescente desenvolvimento econômico. Naquela época a alta inflação afetava as tarifas, trazendo uma série de problemas para o setor elétrico, que até então era privatizado.

Na Figura 10 demonstra-se os principais instrumentos legais que promoveram as reformas, bem como os modelos de regulação aplicados ao setor. Referida legislação será detalhada nos capítulos três e quatro deste trabalho.

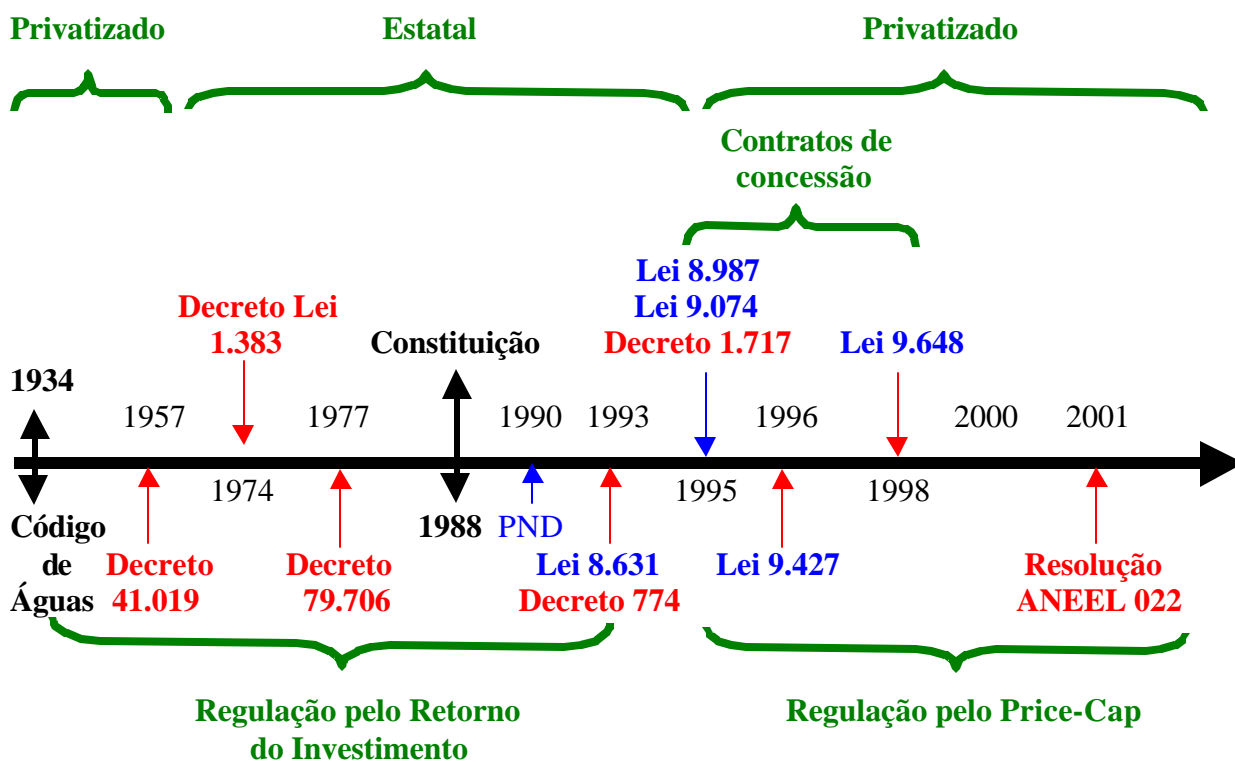


Figura 10 – Principais instrumentos legais do setor elétrico

Fonte: elaborado pelo autor.

Na década de 50, com a ênfase do movimento nacionalista foram inseridos novos mecanismos para viabilizar financeiramente o setor com a criação Banco Nacional de Desenvolvimento - BNDE (atual Banco Nacional de Desenvolvimento Social - BNDES) e o Fundo Federal de Eletrificação, este com recursos oriundos do Imposto Único sobre Energia Elétrica (IUEE), criado em 1954. O Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, ao regulamentar os serviços de energia elétrica, instituiu a Quota de Reversão com o objetivo de prover recursos para indenizar o concessionário pela reversão dos bens e instalações do serviço, ao fim da concessão; a conta de

resultados a compensar – CRC; e os juros incidentes sobre as obras em andamento. Na década de 60 foi regulamentada a correção monetária de balanço (importante para a capitalização do setor ao ser reconhecida nas tarifas através da remuneração do investimento incidente sobre os ativos), bem como se consolidava o processo de estatização com a criação da Eletrobrás em 1961, culminando com a estatização da Light em 1979. Em 1974, com a edição do Decreto Lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974, foi instituída a Reserva Global de Garantia – RGG com o objetivo de prover recursos para a garantia do equilíbrio econômico e financeiro das concessões. Este decreto também instituiu a progressiva equalização tarifária em todo o território nacional, enquanto que em 18 de maio de 1977, foi publicado o Decreto nº 79.706, que retirava do setor o poder de definir tarifas, transferindo-o para a área econômica do governo, como consequência da crise provocada pelo petróleo. Desta época, até a Constituição de 1988 os fatos que mais marcaram o setor foram os estudos e implementação da tarifa com base no custo marginal e as políticas de controle da inflação através dos preços públicos. Esse tipo de controle trouxe uma série de consequências para o setor, levando-o a uma crise financeira sem precedentes em sua história. Com o advento da Constituição Federal de 1988, estavam sendo preparadas as condições para um novo marco regulatório, enquanto que com a edição do Plano Nacional de Desestatização – PND, em 1990, deu-se início ao processo da retirada do Estado deste setor. Em 1993 foi editada a Lei 8.631, de 04 de março de 1993, que possibilitou o saneamento financeiro do setor, ao tempo em que extinguiu o regime de remuneração garantida. Em 1995 foram editadas as novas leis das concessões dos serviços públicos (Leis 9.074 e 8.987), inserindo, entre outras questões, os contratos, como uma nova forma de relacionamento entre os agentes que atuam e/ou passariam a atuar no setor. Nessa época também foi privatizada a Espírito Santo Centrais Elétricas S/A - Escelsa. A edição da Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, consagrou o modelo de regulação tarifária com base no *price cap*, definindo-se, para cada concessionária, a tarifa máxima de venda de energia, de conformidade com os contratos. Com base na Lei 9.648, de 27 de maio de 1998 a ANEEL publicou diversas resoluções com o objetivo de garantir a modicidade tarifária e estimular a compra eficiente de energia. Atualmente a ANEEL está em processo de audiência pública, buscando estabelecer procedimentos relativos às revisões tarifárias periódicas. Um estudo bastante abrangente e analítico sobre a evolução do setor pode ser encontrado em Dias (1988); Rodrigues (1994); Boreinstein (1997) e Paixão (2000). Desta forma, o modelo institucional do setor elétrico é pautado nas questões econômicas, jurídicas e contábeis.

Na primeira é definido o tipo de regulação; na segunda, o aparato legal; enquanto que na terceira, as condições de fiscalização.

Para a elaboração desta seção, fez-se uma incursão na legislação que regulou o setor elétrico brasileiro, desde a década de 30 até os dias atuais, utilizando-se os textos das leis e decretos sintetizados na Figura 11.

<b>Legislação</b>	<b>Data</b>	<b>Disposição</b>
Lei nº 5.655	20 / 05 / 1971	Dispõe sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências.
Lei nº 8.631	04 / 03 / 1993	Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.
Lei nº 8.724	28 / 10 / 1993	Altera a Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, estabelecendo novos procedimentos nas compensações de CRC das concessionárias de serviços públicos de eletricidade.
Lei nº 8.987	13 / 02 / 1995	Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.
Lei nº 9.074	07 / 07 / 1995	Estabelece normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.
Lei nº 9.648	27 / 05 / 1998	Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.
Decreto-lei nº 1.383	26 / 12 / 1974	Altera a redação do art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971 e dá outras providências. (Cria a RGG e equalização tarifária)
Decreto nº 24.643	10 / 07 / 1934	Decreta o Código de Águas.
Decreto nº 41.019	26 / 02 / 1957	Regulamenta os serviços de energia elétrica.
Decreto nº 69.721	09 / 12 / 1971	Dispõe sobre a Quota de Reversão a ser computada no custo dos serviços de energia elétrica e regula a aplicação dos recursos da Reserva Global de Reversão a que se refere o art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971.
Decreto nº 79.706	18 / 05 / 1977	Dispõe sobre os atos da Administração Pública relativamente ao controle de preços.
Decreto nº 1.717	24 / 11 / 1995	Estabelece procedimentos para prorrogação das concessões dos serviços públicos de energia elétrica de que trata a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e dá outras providências.

Figura 11- Leis e Decretos de regulação do setor elétrico brasileiro

Fonte: elaborado pelo autor

## 4.2 As mudanças no setor

A Constituição de 1988 pode ser considerada um segundo marco para o setor, tendo criado a obrigatoriedade de licitação para a outorga de concessão e permissão de todos os serviços públicos, acabando, assim, com a reserva de mercado das concessionárias. Na década de 90 deu-se início ao processo de reestruturação do setor, quando o governo instituiu uma grande quantidade de Leis e Decretos com destaque para o PND; criação do sistema nacional de transmissão de energia elétrica (SINTREL); possibilidade de o produtor independente poder revender suas sobras de energia; alteração constitucional do conceito de empresa brasileira; e com a edição das leis nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, e 9.074, de 07 de julho do mesmo ano, e do decreto nº 1.717, de 24 de novembro de 1995, que, ao regulamentarem o artigo 175 da constituição, estabeleceram as normas e procedimentos para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos. As principais inovações introduzidas por estas leis (também denominadas de leis das concessões), de acordo com o Ministério das Minas e Energia – MME (1996), são:

- a) as atuais concessões de distribuição poderão ser prorrogadas por prazo de até 20 anos, desde que reagrupadas por critérios de racionalidade operacional e econômica;
- b) adequou o processo de privatização das empresas do setor elétrico, com a outorga das concessões pelo período de um ano;
- c) as concessionárias foram obrigadas a solicitar a prorrogação de suas concessões até julho de 1996, para que não fossem licitadas;
- d) o órgão regulador passou a ter poder de estabelecer tarifas;
- e) introduziu a figura do produtor independente de energia;
- f) determinou a definição de uma rede básica de transmissão, na qual cada novo trecho de transmissão terá sua concessão/propriedade licitada;
- g) exigiu a separação contábil dos custos de geração, transmissão e distribuição;
- h) autorizou a formação de consórcios para usinas de geração destinadas ao serviço público, produção independente e autoprodutores; e
- i) instituiu o “livre acesso” para a transmissão e liberdade de escolha do fornecedor aos clientes livres.

Em atendimento a estas normas, as empresas distribuidoras, que detinham concessões (muitas eram municipais), tiveram que fazer o reagrupamento das mesmas em uma ou mais áreas. Para tanto, enquanto a União contratou consultoria para a nova modelagem, culminando com a

desverticalização do setor, alguns Estados também o fizeram, definindo a nova área de abrangência de cada concessão. No caso do Rio Grande do Sul houve a divisão em três áreas, enquanto que em Santa Catarina o reagrupamento resultou numa única área. Tal fato levou em consideração, principalmente, a viabilidade econômico-financeira e geo-elétrica das áreas a serem constituídas.

No modelo antigo, a despeito das concessões serem municipais, havia praticamente uma única empresa distribuidora de energia por Estado. Com o novo modelo, cada reagrupamento de concessão ensejava uma empresa distribuidora, ficando a critério do Estado a venda ou não desta nova área sob regime de concessão federal. A maior parte dos Estados acabou privatizando as novas áreas, conforme pode ser observado na Figura 12.

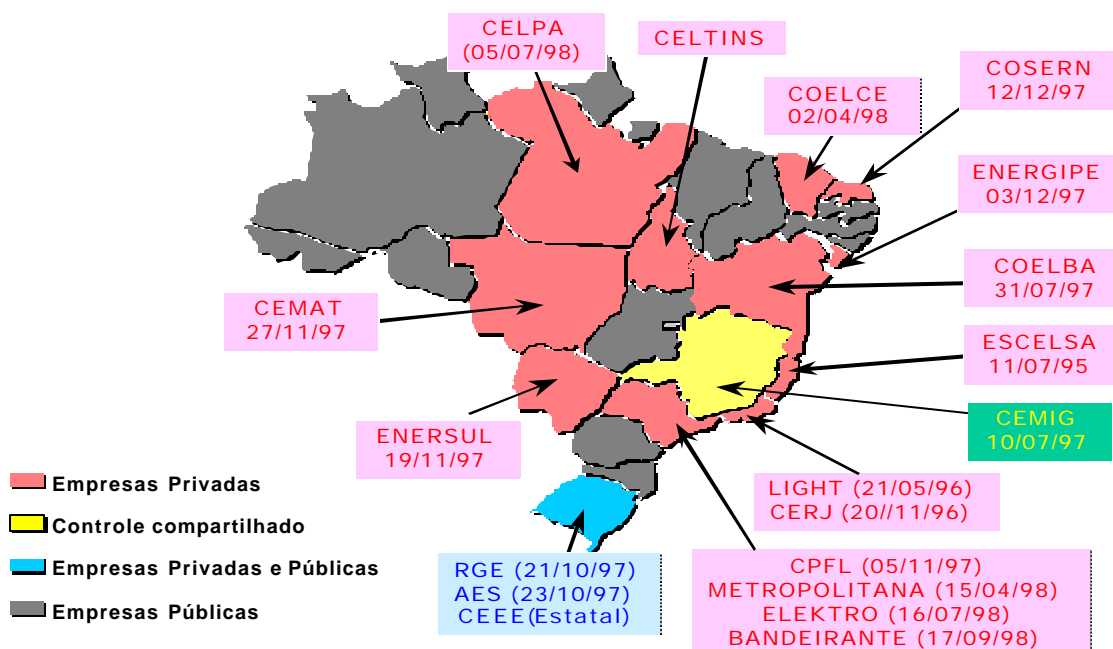


Figura 12 – Privatização das empresas distribuidoras de energia elétrica

Fonte: ANEEL – Workshop Brasil - IEA

Um dos objetivos desta reestruturação era a busca de capitais privados, notadamente os estrangeiros, para financiamento de sua expansão, através da privatização de parcela significativa do mesmo.

### 4.3 A desverticalização do setor

Na indústria de energia, o setor de energia elétrica estava organizado quase que na sua totalidade de forma verticalizada (integração vertical), cuja característica é a combinação de processos de produção. Algumas empresas atuavam na área de geração e transmissão (empresas supridoras), outras em geração, transmissão e distribuição (mistas) e as demais atuavam basicamente na distribuição.

Objetivando sua saída da indústria, o Estado promoveu uma ampla reforma, culminando com a desverticalização do setor através de cisões. A saída do Estado pode ser considerada como um posicionamento político, enquanto que a desverticalização um posicionamento estratégico. Tanto Porter (1986) quanto Aacker (1984) apontam uma série de custos e benefícios, para as organizações, na integração vertical no setor ou na indústria como um todo. No entanto, no caso do Brasil, a escassez dos recursos para financiamento dos projetos de infra-estrutura, entre outros, fez com que fosse elaborado um modelo onde ocorresse a competição entre as empresas que compõem a indústria, atraindo parceiros privados com novos recursos para expansão do sistema.

Com as novas regras, o setor ficou dividido em quatro áreas, a saber: Geração (privatizada em regime concorrencial), transmissão (estatal, regulada), distribuição (privatizada, porém regulada) e comercialização (privada em regime concorrencial) de energia. Os agentes comercializadores passaram a ter importância na indústria à medida que se consolidam os novos mecanismos do mercado concorrencial. Neste caso, referidos agentes deverão atuar de forma conjunta com os geradores, que estão localizados no início do fluxo<sup>22</sup>. Isto porque estes agentes deverão buscar os melhores contratos para venda de “blocos” de energia, tanto para os agentes distribuidores quanto para os grandes consumidores, classificados como clientes livres; além daquela energia que poderá vir a ser negociada no âmbito do mercado atacadista (mercado *spot*). Na Figura 13 demonstra-se referida configuração.

---

<sup>22</sup> Segundo Mintzberg (1992), a indústria tem sido categorizada como estando nos setores primário, secundário ou terciário, e que, mais recentemente, a forma de descrição preferida é aquela que considera o estágio do fluxo na rede.

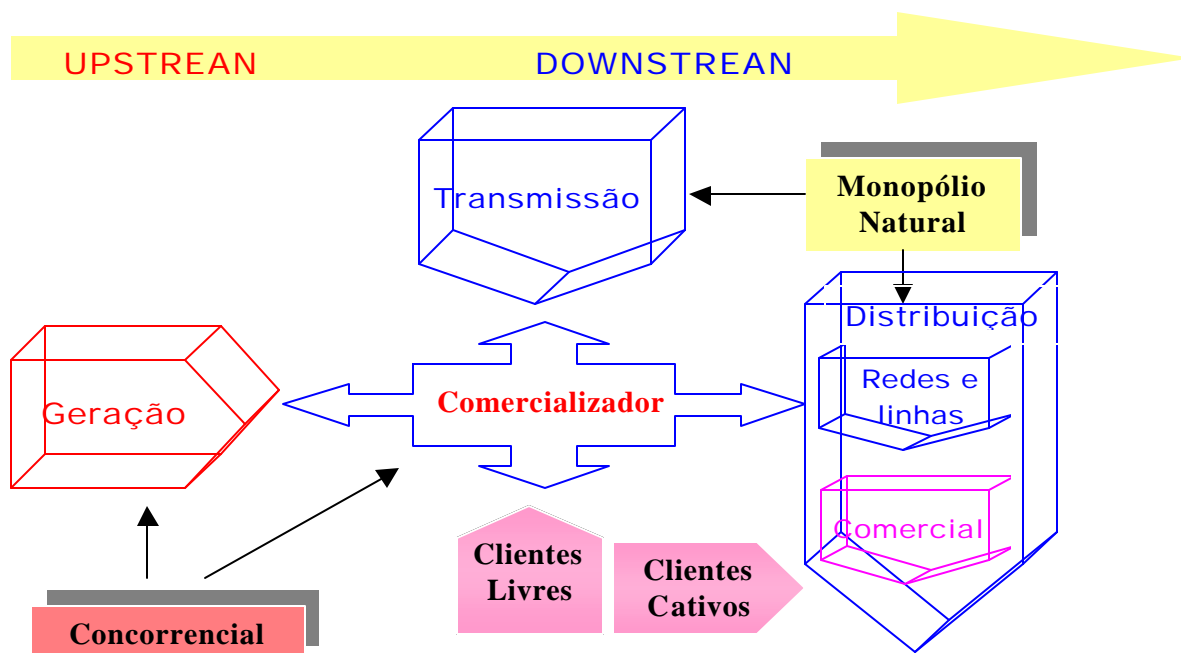


Figura 13 – Os agentes do mercado de energia no fluxo de rede  
 Fonte: Elaborado pelo autor.

Quanto aos agentes distribuidores de energia, os mesmos deverão também atuar como agentes comercializadores, haja vista a necessidade de manutenção e ampliação dos clientes livres, bem como a busca de fontes energéticas competitivas. Ao mesmo tempo deverão manter, internamente, de forma integrada, uma estrutura adequada para atendimento dos clientes cativos. Destaque-se ainda que, tanto os agentes de transmissão quanto parte da estrutura dos de distribuição, atuarão neste setor como agentes transportadores de energia, sendo livre o acesso dos agentes econômicos ao sistema.

As comercializadoras e geradoras contratam o serviço de transporte da rede básica, através do preço definido pelo Operador Nacional do Sistema - ONS e homologado pela ANEEL. No processo de desverticalização, foi estipulada a Receita Autorizada de Transmissão. A medida em que a contratação de energia passar para a modalidade dos contratos bilaterais, os custos de transporte serão calculados a partir dos custos marginais de transmissão. Os clientes livres poderão adquirir energia dos agentes comercializadores, distribuidores ou geradores. Ressalte-se que a Resolução ANEEL nº 94, de 30 de março de 1998, delimita a participação dos agentes nos serviços e atividades de energia.

#### 4.4 Os Contratos de Energia

Com a desverticalização do setor, as empresas tiveram que praticar novas modalidades de contratação de energia elétrica. Os tradicionais contratos de suprimento, junto às empresas geradoras e de transporte, foram substituídos por contratos iniciais de compra e venda de energia elétrica, contratos de uso dos sistemas de transmissão e contratos de conexão. Vale lembrar que os contratos com a Itaipu binacional não se enquadram nas novas regras.

Com base na Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a ANEEL editou a Resolução n.º 262, de 13 de agosto de 1998, que estabeleceu a composição da rede básica dos sistemas elétricos interligados nos estados do sul, as receitas permitidas vinculadas às referidas instalações, a tarifa de uso da transmissão da rede básica e os encargos de conexão. Enquanto que a Resolução ANEEL n.º 269, de 13 de agosto de 1998, estabeleceu as tarifas dos contratos iniciais.

Durante a fase de transição a energia vinculada aos contratos iniciais será vendida com tarifas baseadas no serviço pelo custo, enquanto que a energia excedente aos contratos iniciais será através de contratos bilaterais, com preços regulados pelo mercado. A fase de transição é aquela onde os agentes estarão contratando energia nestas duas modalidades.

Os contratos iniciais foram assinados pelas empresas do setor em setembro de 1998, sendo que os mesmos antecedem aqueles que serão livremente negociados a partir do momento em que as empresas tenham necessidades de energia para cobertura de seus requisitos. A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, estabeleceu que passa a ser de livre negociação a compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados. A Resolução ANEEL nº 267, de 13 de agosto de 1998, homologou os montantes de energia e demanda de potência, do período 1999 a 2001, para os contratos iniciais de compra e venda de energia. Os montantes de energia e demanda de potência a serem considerados no período 2002 a 2005 serão os seguintes:

- ano de 2002 = 100% de 2001
- ano de 2003 = 75% de 2001
- ano de 2004 = 50% de 2001
- ano de 2005 = 25% de 2001

O funcionamento do mercado desde a assinatura dos contratos iniciais, até o final da fase de transição está demonstrado na Figura 14.



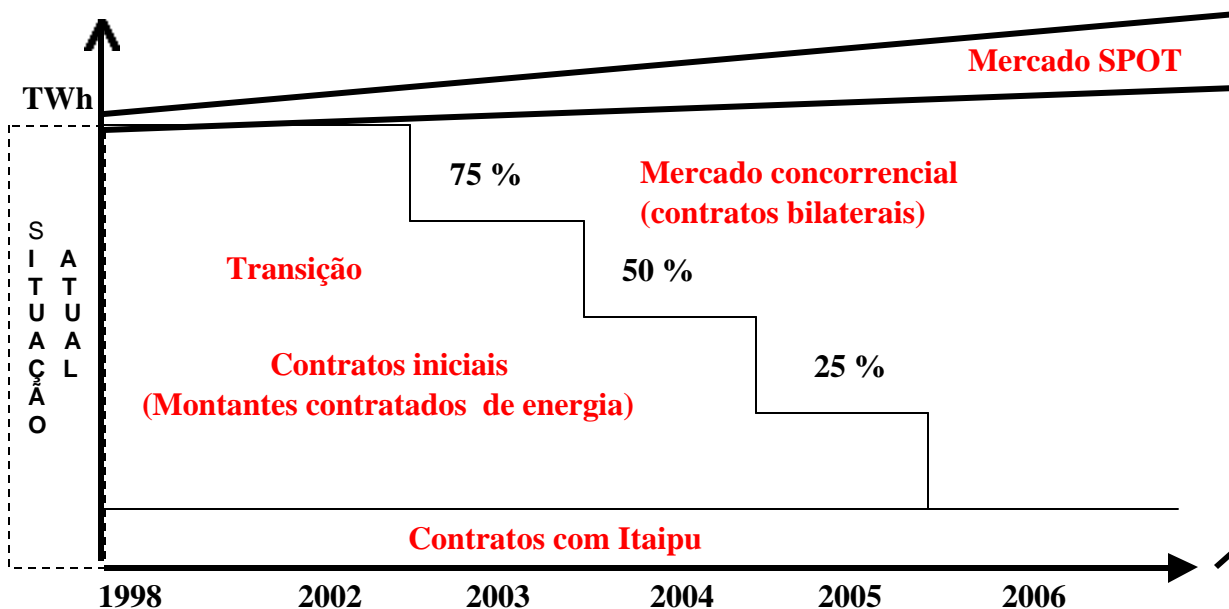


Figura 14 – Funcionamento do mercado na fase de transição

Fonte: ANEEL - Workshop Brasil - IEA

A assinatura dos contratos iniciais vai gerar, a partir de 2002, um déficit de energia às empresas distribuidoras, pois, a partir daquela data, as compras de energia ficarão limitadas aos montantes contratados para 2001, não dando mais cobertura ao crescimento vegetativo. Tal fato provocará a inserção das empresas numa nova modalidade de contratação de energia, em um ambiente mais competitivo, através dos contratos “bilaterais” de curto ou de longo prazo, ou no âmbito do mercado atacadista de energia – MAE (mercado *spot*). Esta redução não se aplica à comercialização de energia elétrica gerada pela Itaipu Bi-nacional.

Para a elaboração das seções que abordam a desverticalização do setor (4.3) e os contratos de energia (4.4) fez-se uma incursão na legislação que promoveu a nova regulamentação do setor elétrico brasileiro, de 1996 até 1998, utilizando-se os textos das leis, decretos e resoluções evidenciadas na Figura 15.

<b>Legislação</b>	<b>Data</b>	<b>Disposição</b>
Lei nº 9.427	26 / 12 / 1996	Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.
Lei nº 9.648	27 / 05 / 1998	Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961; nº 8.666, de 21 de junho de 1993; nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; nº 9.074, de 7 de julho de 1995; nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras e de suas subsidiárias e dá outras providências.
Decreto nº 2.335	06 / 10 / 1997	Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências.
Decreto nº 2.655	02 / 06 / 1998	Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências.
Resolução ANEEL nº 94	30 / 03 / 1998	Trata da participação dos Agentes nos serviços e atividades de energia elétrica.
Resolução ANEEL nº 245	31 / 07 / 1998	Estabelece os critérios para composição da Rede Básica dos Sistemas Elétricos Interligados.
Resolução ANEEL nº 262	13 / 08 / 1998	Estabelece a composição da Rede Básica dos sistemas elétricos interligados nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Mato Grosso do Sul; as receitas permitidas vinculadas às referidas instalações; a tarifa de uso da transmissão da Rede Básica e os encargos de conexão. Revogados os arts. 3º e 4º pela Res. ANEEL nº 067, de 16.04.1999.
Resolução ANEEL nº 267	13 / 08 / 1998	Ementa Homologa os montantes de energia e demanda de potência para os contratos iniciais de compra e venda de energia para as empresas da região Sul e dá outras providências. Republicado no D.O. de 17.08.1998, Seção 1, p.43, v.136, nº 156-E. Retificado no D.O. de 28.08.1998, Seção 1, p.79, v.136, nº 165-E.
Resolução ANEEL nº 269	13 / 08 / 1998	Estabelece as tarifas dos contratos iniciais de compra e venda de energia, contratos de conexão e contratos de uso da transmissão. Retificação no D.O de 20.08.1998, p. 043. Alterados arts. 2º e 3º pela Resolução 290 de 08.09.1998, D.O de 10.09.1998, Seção 1, p. 4, v. 136, n. 173-E. Revogado o art. 2º pela Res. ANEEL nº 067, de 16.04.1999, D.O de 22.04.1999, Seção 1, p. 35. Revogados os valores das tarifas dos contratos da COPEL e da Gerasul, respectivamente, pelas Res. ANEEL nº 263 e 264 de 03.09.1999, D.O de 06.09.1999, Seção 1, p. 10, v. 137, n. 171-E

Figura 15- Leis e Decretos e Resoluções de regulação do setor elétrico brasileiro  
Fonte: elaborado pelo autor.

## 5. REGULAÇÃO ECONÔMICA DO SETOR

Este capítulo apresenta os modelos de regulação econômica aplicados no setor de energia elétrica. Tal fato faz-se necessário porque alguns procedimentos adotados pelo setor, ao longo de sua história, foram utilizados para elaboração da proposta, que trata da metodologia para determinação do equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

Tendo em vista os objetivos propostos neste estudo, foram analisados os modelos de regulação econômica do setor elétrico brasileiro, que influenciam diretamente as empresas concessionárias de energia elétrica e seus clientes. Nesse sentido, a regulação econômica foi classificada em:

- a) regulação econômica no modelo pelo retorno do investimento – onde as tarifas das concessionárias são definidas pelo custo do serviço, incluindo no mesmo uma remuneração garantida;
- b) regulação econômica no modelo pelo *price cap* – onde é definido um preço teto ou limite, ou ainda, uma tarifa limite às concessionárias.

Para uma melhor apresentação da referida prática, este capítulo foi subdividido em partes, nas quais estão contemplados os modelos de regulação e os critérios de estabelecimento das tarifas. O primeiro foi o modelo de regulação pelo retorno do investimento, onde as tarifas tinham seus valores fixados pelo poder concedente sob a forma do *serviço pelo custo*, incluindo neste uma remuneração do capital. O segundo modelo é aquele baseado no *price cap*, dentro de um novo marco regulatório.

### 5.1 Modelo de regulação pelo retorno do investimento

A primeira versão do Código de Águas foi elaborada em 1907 e remetida para a Câmara dos Deputados. De acordo com Paixão (2000), o Código foi visto pela última vez no congresso em 1923. Cita também que em 1933 o jurista Alfredo Valladão foi chamado novamente para refazer seu projeto. Em 1934, Getúlio Vargas assinou o Decreto nº 26.234, promulgando o Código de Águas.

Com a promulgação do código de águas, o governo passou a atuar de forma mais intensa no setor, utilizando-se de uma grande quantidade de Leis, Decretos, Portarias, Resoluções e Despachos. Ao longo das décadas, essa legislação foi aperfeiçoando a regulação do setor, conforme é apresentado a seguir.

### 5.1.1 Décadas de 30 e 40

A concepção do modelo de regulação técnica e econômica, do setor elétrico, foi tratada na exposição de motivos apresentada pelo jurista Alfredo Valladão, ao justificar o anteprojeto do Código de Águas. Segundo Valladão (1933), a base da regulamentação deu-se nos termos em que ela se verificava nos Estados Unidos. Bauer apud Valladão (1933), no seu trabalho – *Effective Regulation of Public Utilities*, estabeleceu alguns princípios para a regulação.

os fins principais da regulamentação a) fixar tarifas razoáveis; b) assegurar serviço adequado; e c) garantir a estabilidade financeira. (...) Historicamente, o fim principal da regulamentação era sem dúvida obter tarifas razoáveis (...) Mas a regra dominante sobre a matéria, é, hoje, a de que as tarifas *seguem*, não *precedem*, o serviço (...) O serviço adequado é reconhecido como exigência fundamental, do ponto de vista das necessidades públicas, sem considerar o expediente financeiro ou a questão das tarifas.

O Código de Águas, editado através do Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934, em conjunto com a redação dada pelo Decreto-lei nº 3.763, de 25 de outubro de 1941, estabeleceu a regulação técnica e econômica do setor de energia elétrica, tendo como princípios básicos:

- a) assegurar serviço adequado;
- b) fixar tarifas razoáveis; e
- c) garantir a estabilidade financeira das empresas.

Ressalte-se, ainda, que o Código de Águas estabeleceu como sendo indispensável, para a realização de tais princípios, o controle da contabilidade das empresas.

Em relação às tarifas, de acordo com o texto legal, seriam fixadas em moeda corrente do País e de forma trienal, nas seguintes condições:

- a) sob a forma do serviço pelo custo;
- b) tendo em consideração, no avaliar a propriedade, o custo histórico, isto é, o capital efetivamente gasto menos a depreciação;

- c) conferindo justa remuneração a esse capital; e
- d) vedando estabelecer distinção entre consumidores dentro da mesma classificação e nas mesmas condições de utilização do serviço;
- e) tendo em conta as despesas de custeio fixadas anualmente de modo semelhante.

Quanto a estabilidade financeira, o Código de Águas exigia um controle sobre a emissão de títulos, para prestação do serviço adequado e a garantia de lucros suficientes.

Para efeito de definição do nível tarifário, o custo do serviço contemplava, basicamente, as despesas de operações, impostos e taxas de qualquer natureza, as reservas para a depreciação e a remuneração do capital da empresa. Quanto aos reajustes tarifários, os mesmos só poderiam ocorrer com a autorização do poder concedente, caso contrário seriam impostas penalidades, inclusive com a possibilidade de caducidade da concessão (Decretos-lei nº 2.676, de 4 de outubro de 1940 e nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957).

O Decreto-lei nº 3.128, de 19 de março de 1941, estabeleceu que o capital a remunerar seria chamado de ‘investimento’ e que sobre o mesmo era permitido um lucro de 10%, a ser computado no cálculo das tarifas das empresas.

Cabe destacar, conforme Paixão (2000), que durante a década de 40 estava havendo uma descapitalização das concessionárias, afetando a capacidade de expansão e melhoria do sistema. Tal fato acontecia face a remuneração incidir sobre o investimento que era avaliado pelo custo histórico, haja vista a existência dos processos inflacionários crescentes. Com o fim da era Vargas (1945), foi incorporada à constituição de 1946 a tese da ‘justa remuneração do capital’, contra aquela que previa a nacionalização do setor com investimentos públicos e tarifas baseadas no custo histórico.

### **5.1.2 Décadas de 50 e 60**

Com o retorno de Getúlio Vargas, em 1950, o movimento nacionalista voltou a crescer, culminando com a estatização do setor. Ao mesmo tempo foram sendo criados mecanismos para a sua viabilização. A regulamentação dos serviços de energia elétrica deu-se com o Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, no qual ficou estabelecido, além daquelas previstas na legislação precedente, que:

- a) haveria a incidência de juros sobre o investimento de obras em andamento, realizado com capital próprio, à mesma taxa da remuneração do investimento, sendo capitalizados e incorporados ao custo das obras;
- b) as revisões tarifárias ocorreriam a cada 3 anos sendo que as novas tarifas passariam a ser fixadas com base nas previsões do custo do serviço para o triênio seguinte;
- c) estava sendo criada a Conta de Resultados a Compensar – CRC;
- d) as tarifas poderão ser reajustadas antes do terceiro ano, a fim de manter a paridade entre a receita e o custo do serviço;
- e) as tarifas poderão ser reajustadas a título precário, sempre que ocorrer
  - e.1- a variação no custo da energia comprada ou do combustível, se houver;
  - e.2 - aumentos compulsórios de salários ou de encargos da previdência;
  - e.3 - variação cambial dos empréstimos;
  - e.4 - correção monetária compulsória dos investimentos; e
  - e.5 - variação do cálculo de amortização e juros dos financiamentos junto ao BNDE e Eletrobrás.
- f) os consumidores seriam divididos nas classes de consumo residencial, industrial, comercial, rural, poder público, iluminação pública, serviços públicos e consumo próprio.

As questões trazidas por esse decreto e pelo código de águas, requerem algumas explicações, pois se trata da base para a elaboração deste modelo de regulação.

- a) o custo do serviço compreende:
  - a.1 - as despesas de exploração, conforme plano de contas (pessoal, material ou serviços, inclusive a energia comprada, empregados na operação dos bens e instalações, os impostos e as taxas e outras despesas);
  - a.2 - a depreciação e a amortização;
  - a.3 - a quota de reversão de 3% sobre o investimento reversível;
  - a.4 - a variação cambial dos empréstimos vinculados a investimentos; e
  - a.5 - a remuneração do investimento.
- b) o investimento reversível contempla:
  - b.1 – todos os bens e instalações que, direta ou indiretamente, concorram, exclusiva e permanentemente, para a produção, transmissão, transformação ou distribuição de energia elétrica, sendo determinado com base no custo histórico.

- b.2 – a dedução da Reserva para Depreciação; da Reserva para Reversão ou para Amortização; dos saldos relativos a adiantamentos, contribuições e doações; o saldo da conta Obras e Instalações em Andamento; e as obras para uso futuro, enquanto não forem remuneradas pela tarifa.
- c) o investimento remunerável compreende:
- c.1 - todos os bens e instalações que, direta ou indiretamente, concorram, exclusiva e permanentemente, para a produção, transmissão, transformação ou distribuição de energia elétrica, sendo determinado com base no custo histórico; o ativo disponível não vinculado a 31 de dezembro; o capital de movimento, até o máximo de dois meses de faturamento; os materiais em almoxarifado.
- c.2 – a dedução da Reserva para Depreciação; da Reserva para Reversão ou para Amortização, e da Conta de Resultados a Compensar; os saldos relativos a adiantamentos, contribuições e doações; o saldo da conta Obras e Instalações em Andamento; e as obras para uso futuro, enquanto não forem remuneradas pela tarifa.
- d) havia uma justa preocupação do poder concedente em remunerar o capital próprio e, principalmente, reconhecer referida remuneração nos balanços das empresas.

A definição do nível tarifária era feita para o triênio seguinte, através do custo do serviço, cuja fórmula, simplificada, pode ser expressa da seguinte maneira:

$$\text{Tarifa} = \frac{\text{Custo do Serviço (Despesa do Serviço + Remuneração Garantida)}}{\text{Consumo de Energia (MWh)}}$$

Vale ressaltar que ao final de cada ano a remuneração real era apurada utilizando-se a seguinte fórmula:

$$\text{Remuneração Real} = \frac{\text{Receita do Serviço} - \text{Despesa do Serviço}}{\text{Investimento remunerável}} \times 100$$

A remuneração garantida, inserida no custo do serviço projetado para definição das tarifas, seria comparada com a remuneração real baseada no custo realizado anual. A diferença entre a remuneração garantida e a real deveria ser quantificada monetariamente e “registrada” na CRC na

hipótese da remuneração real ficar inferior à permitida, e “depositada” numa conta vinculada no Banco do Brasil S.A., caso a remuneração real fosse superior. Esta sistemática de compensação, onde as empresas tinham que pagar quando eram superavitárias e se creditarem quando deficitárias, também levou o setor a ineficiência, uma vez que os ganhos de produtividade eram repassados para as concessionárias menos eficientes.

O Decreto nº 50.479, de 19 de abril de 1961, excluiu as alíneas ‘e3’ e ‘e4’ do item 4.1.2, enquanto que a Lei nº 3.470, de 28 de novembro de 1958, regulamentada pelo Decreto nº 54.936, de 04 de novembro de 1964, instituiu a correção monetária de balanço das empresas, notadamente as de energia.

Como as tarifas eram fixadas sob a forma de serviço pelo custo, o Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, estabeleceu um novo modelo de estrutura tarifária, objetivando a repartição do referido custo a cada grupo de consumidores. Desta forma, os consumidores foram agrupados em “Grupo A” (alta tensão) e “Grupo B” (baixa tensão), sendo que as tarifas para o “Grupo A” foram estruturadas de forma binômica, com um componente de demanda de potência e outro de consumo de energia, devendo o custo do serviço ser repartido entre estes componentes, utilizando o custo médio contábil para definição das referidas tarifas.

### **5.1.3 Décadas de 70 e 80**

Nestas décadas houveram importantes alterações no investimento remunerável, bem como nos procedimentos de definição da estrutura tarifária, que eram baseadas no custo médio contábil, passando para o custeio marginal. As alterações foram as seguintes:

#### *a) remuneração legal do investimento*

A Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, alterada pelo Decreto-lei nº 1.506, de 23 de dezembro de 1976, no tocante ao subitem “ii”, trouxe novas disposições sobre a remuneração legal do investimento, a saber:

- a.1. que a remuneração legal do investimento será entre 10% a.a. e 12% a.a., a critério do poder concedente;
- a.2. que o investimento será composto pelos:
  - bens e instalações em efetiva operação ou utilização no serviço, observada a respectiva capitalização pro-rata-tempore (valor médio ponderado mensal);



- materiais em almoxarifado, indispensáveis ao funcionamento ou à expansão do sistema elétrico e a administração da empresa equivalente ao valor médio dos saldos mensais da respectiva conta; e

- capital de giro necessário à movimentação da empresa.

a.3. para obtenção do investimento remunerável deverá ser deduzida do subitem anterior as seguintes parcelas:

- reserva para depreciação e amortização;
- dos adiantamentos, contribuições e doações referentes aos bens e instalações;
- o valor das obras pioneiras; e
- o saldo de Conta de Resultados a Compensar.

O capital de giro, referido na alínea a.2, era calculado da seguinte maneira:

$$CG = DNV + RCP - ECP$$

Onde:

CG - capital de giro

DNV - valor médio dos saldos mensais das contas do "Disponível não Vinculado"

RCP - valor médio dos saldos mensais das contas do "Realizável a Curto Prazo", exceto as aplicações financeiras no mercado de títulos e valores

ECP - valor médio dos saldos mensais das contas do "Exigível a Curto Prazo" excluídas as parcelas de empréstimos a longo prazo vencidas no exercício

As tarifas de energia elétrica, notadamente as dos consumidores finais, vinham sendo calculadas com base no custo médio contábil. Tal fato provocava uma distorção no preço final, uma vez que os grandes clientes, aqueles atendidos em alta tensão e com carga elevada, tinham um custo de fornecimento bem inferior aos demais. Desta forma, o setor elétrico desenvolveu um estudo, baseado naqueles efetuados em outros países, objetivando definir o justo valor a ser pago pelas diferentes categorias de consumidores, surgindo a tarifação pelo custeio marginal.

#### *b) Tarifação pelo Custeio Marginal*

Com o acordo de cooperação técnica envolvendo o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE (atual ANEEL) e a Centrais Elétricas Brasileiras - Eletrobrás, em 1977, foi realizado e publicado o estudo sobre a estrutura do sistema tarifário brasileiro de energia elétrica com base nos custos marginais, com o objetivo de atribuir a “cada grupo de consumidores a fração correspondente ao custo do serviço que lhe for prestado” (MME, 1985).

Cabe ressaltar que estes cálculos são efetuados levando-se em conta o custo do consumo adicional de cada unidade consumidora.

Tal fato culminou com a edição do Decreto nº 86.463, de 13 de outubro de 1981. Como decorrência destes estudos foi determinado o novo nível tarifário para cada classe de consumo, dividindo-os em pequenos, médios e grandes consumidores. Além dos componentes de demanda de potência e de consumo de energia, já previstos na legislação precedente, foram considerados, também, as condições hidrológicas (período seco e úmido) do ano e os horários de utilização da energia (ponta e fora de ponta), conforme demonstrado na Figura 16.

Segmentos horo-sazonais		Ponta		Fora de ponta	
Grupos	Componentes	Seca	Úmida	Seca	Úmida
<b>A</b>	Demanda	R\$/kW		R\$/kW	
<b>Alta tensão</b>	Consumo	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
<b>B</b>	Consumo	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh	R\$/MWh
<b>Baixa tensão</b>					

Figura 16 – Tarifas de fornecimento horo-sazonais

Fonte: Adaptado da tabela publicada pelo Ministério das Minas e Energia, 1985.

Essa modalidade de fixação de tarifas, praticada pelo setor, segundo Bitu e Born (1993, p.43-44) ocorrem “quando a medição de energia e potência é registrada em uma seqüência de períodos mais curtos, é possível aplicar uma tarifa diferenciada segundo o momento da utilização. São as tarifas horo-sazonais ou tarifas diferenciadas segundo as horas do dia (na ponta e fora de ponta, por exemplo), e as estações do ano (período úmido e período seco, por exemplo)”.

No entanto, devido aos elevados custos de medição do consumo de energia, as tarifas horo-sazonais vêm sendo aplicadas somente aos consumidores do grupo ‘A’. Justifica-se tal fato, pois este tipo de cliente possui elevado consumo de energia, fazendo com que as concessionárias utilizem estratégias de preços mais altos, para inibir o consumo de energia em períodos de escassez de chuvas e quando o consumo está no ‘pico’. De acordo com Kotler (1981, p.690), esta

modalidade é a orientada para a demanda, onde é cobrado “um preço alto quando a demanda é intensa e um preço baixo quando a demanda é pequena”.

No setor elétrico, esta regra é válida para os clientes que estão na mesma classe de consumo. Para tanto, foi de acordo com o nível de tensão. Quanto maior a tensão menor será o custo marginal associado e tanto menor será a tarifa.

Desta forma, os consumidores classificados no fornecimento de energia em alta tensão (Grupo ‘A’) são divididos nos subgrupos (A1, A2, A3 e A4), onde terão quatro tarifas diferenciadas, de acordo com o período do ano (seco e úmido) e com o consumo diário (ponta e fora de ponta). Como o custo marginal é menor para as classes de tensão mais elevadas, os clientes que estão no subgrupo ‘A1’ terão uma tarifa inferior àqueles do subgrupo ‘A2’, e assim sucessivamente.

Os fornecimentos de energia em alta e baixa tensão (Grupos ‘A’ e ‘B’), possuem a seguinte diferenciação em função da carga do consumidor:

- a) para consumidores com demanda igual ou superior a 500 KW é aplicada a tarifa AZUL;
- b) para consumidores com potência instalada superior a 50 KW e inferior a 500 KW é aplicada a tarifa VERDE;
- c) a AMARELA para consumidores com demanda inferior a 50 KW, praticamente não é aplicada ao setor elétrico; e
- d) a convencional.

Esta estrutura tarifária foi implantada no setor elétrico, tendo sofrido algumas modificações no decorrer destes anos. A partir desta definição, as tarifas passaram a ser atualizadas de forma linear.

## **5.2 Modelo de regulação pelo *price cap***

Nas décadas que se seguem, estão demonstradas as grandes mudanças no modelo de regulação. A medida em que se agravava a crise do setor, foram inseridos novos mecanismos de estabelecimento e reajustes dos níveis tarifários. Do início da década de 90, até o advento do plano real, os reajustes eram definidos com base na inflação interna das empresas. Com a assinatura dos contratos de concessões, no final dessa década, uma nova modalidade foi inserida, com a definição do preço teto a ser praticado pelas concessionárias.

### 5.2.1 Década de 90

No auge da crise do setor elétrico brasileiro foi editada a Lei nº 8.631, de 04 de março de 1993, regulamentada pelo Decreto nº 774, de 18 de março de 1993. Esta pode ser considerada como um novo marco do processo regulatório do setor, tendo sido concebida, principalmente, para o saneamento financeiro do setor, através da CRC, que acabou sendo extinta.

No tocante à regulação econômica, esta lei trouxe mudanças importantes, ao extinguir o regime de remuneração garantida. Além disso, por ter estabelecido:

Art. 1º Os níveis das tarifas de fornecimento de energia elétrica a serem cobradas de consumidores finais serão propostos pelo concessionário, ao Poder concedente, que os homologará, observado o disposto desta Lei.

(...)

§ 2º Os níveis das tarifas a que se refere o *caput* deste artigo corresponderão aos valores necessários para a cobertura do custo do serviço de cada concessionário distribuidor, segundo suas características específicas, de modo a garantir a prestação dos serviços adequados.

Inferese do exposto neste artigo e seu respectivo parágrafo, que as tarifas:

- a) passam a ser propostas pelas concessionárias;
- b) passam a ser diferenciadas para cada concessionária, de acordo com o seu custo do serviço; e
- c) tem que garantir o serviço adequado, ao invés do serviço adequado ser feito independente das questões econômico-financeiras, conforme previsto no Código de Águas.

Esta lei também estabeleceu o prazo de três anos para a revisão dos níveis tarifários, bem como a obrigatoriedade de contratação do suprimento de energia, com cláusula de débito automático nas contas, na hipótese de inadimplemento.

Observa-se que, a exemplo das revisões anteriores, novamente os níveis tarifários foram definidos através do custo do serviço, contemplando no mesmo a despesa do serviço, porém com uma remuneração não garantida. A fórmula a seguir procura demonstrar, de modo simplificado, o cálculo das tarifas:

$$\text{Tarifa} = \frac{\text{Custo do Serviço (Despesa do Serviço + Remuneração)}}{\text{Consumo de Energia (MWh)}}$$

Ressalte-se que quando da definição dos novos níveis tarifários, foram considerados aumentos reais para cobertura das perdas tarifárias sofridas. Para manutenção dos níveis tarifários, as revisões ocorreriam, periodicamente, em função de uma fórmula paramétrica, considerados os elevados índices de inflação da época, a saber:

$$TR = T0 \times [(TI \times A1/A0 \times B1/B0) + (TT \times C1/C0) + (TS \times D1/D0) + (SA \times E1/E0) + (MS \times F1/F0) + (IT \times G1/G0) + (SN \times H1/H0) + (SE \times B1/B0) + (EX \times H1/H0)]$$

Onde:

TR = Tarifa reajustada

TO = Tarifa inicial ou revisada, homologada pelo DNAEE com base na Lei nº 8.631/93 e no Decreto 774/93

TI = Parâmetro que expressa a participação do dispêndio com a compra de energia elétrica da ITAIPU BINACIONAL no desembolso total do concessionário

TT = Parâmetro que expressa a participação do dispêndio com transporte da energia elétrica da ITAIPU BINACIONAL no desembolso total do concessionário

TS = Parâmetro que expressa a participação do dispêndio com a compra de energia elétrica de supridoras brasileiras no desembolso total do concessionário

SA = Parâmetro que expressa a participação do dispêndio com pessoal e encargos sociais, conforme a legislação vigente, no desembolso total do concessionário

MS = Parâmetro que expressa a participação do dispêndio com materiais, inclusive combustíveis, e serviços de terceiros e outras despesas no desembolso total do concessionário

IT = Parâmetro que expressa a participação do dispêndio com impostos, taxas e contribuições, acrescido dos dispêndios com RGR e Compensação Financeira por Utilização de Recursos Hídricos, no desembolso total do concessionário

SN = Parâmetro que expressa a participação do dispêndio com pagamento do serviço da dívida em moeda nacional no desembolso total do concessionário

SE = Parâmetro que expressa a participação do dispêndio com pagamento do serviço da dívida em moeda estrangeira no desembolso total do concessionário

EX = Parâmetro que expressa a participação do dispêndio com expansão, melhoria e aperfeiçoamento do sistema elétrico no desembolso total do concessionário

A = Tarifa de compra de energia elétrica gerada pela ITAIPU BINACIONAL, com os adicionais previstos na legislação, nos contratos e nas Cartas-Compromissos em vigor, expressa em dólar norte-americano

B = Cotação de venda do dólar norte-americano no mercado de câmbio comercial vigente no último dia do mês calendário

C = Tarifa de transporte da energia elétrica gerada pela ITAIPU BINACIONAL

- D = Tarifa média de compra de energia elétrica gerada por supridoras brasileiras
- E = Valor do salário médio do concessionário
- F = Valor do índice geral de preços do mercado (IGP-M) apurado e publicado pela Fundação Getúlio Vargas
- G = Valor acumulado até o mês, da TR (Taxa Referencial) criada pela Lei nº 8.177, de 1º de março de 1991
- H = Valor do índice Custo Nacional da Construção Civil e Obras Públicas - Obras Hidroelétricas, coluna 15 (Equipamento Nacional), publicado pela Fundação Getúlio Vargas

Observa-se que na aplicação desta fórmula, são considerados os seguintes critérios e características:

- a) a soma algébrica dos parâmetros “TI”, “TT”, “TS”, “SA”, “MS”, “IT”, “SN”, “SE” e “EX” será igual a 1 (um inteiro);
- b) os índices de base “0” referem-se aos apurados para o mês civil imediatamente anterior ao de homologação das tarifas pelo DNAEE;
- c) os índices de base “1” referem-se aos apurados para o mês civil imediatamente anterior àquele em que serão aplicados os reajustamentos das tarifas; e
- d) os índices de base “0” e “1” apurados para o índice Custo Nacional de Construção Civil e Obras Públicas - Obras Hidroelétricas, coluna 15 (Equipamento Nacional, referem-se, respectivamente, ao mês precedente ao imediatamente anterior àquele de homologação das tarifas e de aplicação dos seus reajustes.

Nota-se que os itens constantes da fórmula referem-se a participação relativa de cada dispêndio em relação aos gastos globais da concessionária, multiplicado pela variação do seu indexador, podendo ser o dólar, IGP-M, variação salarial, entre outros. Dessa forma, através da variação da ‘inflação interna’ de cada companhia, seria possível fazer a revisão tarifária.

Com a edição do plano de estabilização econômica, através da Lei nº 9.069, de 29 de junho de 1995 – Plano Real, ficou definido que a partir de 1º de julho de 1994 o reajuste e a revisão dos preços públicos e das tarifas de serviços públicos far-se-ão de acordo com normas do Ministério da Fazenda, sendo que os reajustes passariam a ser em período não inferior a um ano, estando extinta a aplicação da fórmula paramétrica. A Lei nº 9.427/96 estabeleceu que, durante o período de 36 meses, os reajustes e revisões das tarifas ocorreriam segundo as condições dos contratos assinados com cada concessionária.

As regras gerais para as concessões foram concebidas através das Leis 8.987/95 e 9.074/95, que formam o arcabouço legal para as transformações do setor. Em referidas regras, além da

definição do conteúdo dos contratos, também ficou estabelecida a política tarifária, nas licitações das concessões, conforme segue:

- a tarifa será fixada pelo preço da proposta vencedora da licitação e preservada pelas regras de revisão previstas em lei, no edital e no contrato;
- os contratos poderão prever mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro;
- a criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a apresentação da proposta, quando comprovado seu impacto, implicará a revisão da tarifa, para mais ou para menos, conforme o caso;
- em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração; e
- sempre que forem atendidas as condições do contrato, considera-se mantido seu equilíbrio econômico-financeiro.

Àquelas concessões que não foram objeto de licitação, entre elas as das concessionárias distribuidoras de energia elétrica, as Leis 8.987/95 e 9.074/95 permitiram que as empresas detentoras destas concessões pudessem prorrogá-las por um certo período de tempo. Quanto à proposta tarifária, deverá refletir os custos específicos dos serviços objeto das concessões, aferidos pelo DNAEE (ANEEL), com base nos pressupostos de serviço adequado, modicidade das tarifas e equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que instituiu a ANEEL, em seu capítulo III definiu regras no que diz respeito ao regime econômico-financeiro das concessões de serviço público de energia elétrica, compreendendo este regime, entre outros, a:

- contraprestação pela execução do serviço, paga pelo consumidor final com tarifas baseadas no serviço pelo preço, nos termos da Lei n.º 8.987/95;
- participação do consumidor no capital da concessionária, mediante contribuição financeira para execução de obras de interesse mútuo, conforme definido em regulamento; e
- apropriação de ganhos de eficiência empresarial e da competitividade.

Quanto às tarifas, que são baseadas no serviço pelo preço, a Lei nº 9.427/96 definiu como tal o regime econômico-financeiro mediante o qual as *tarifas máximas* do serviço público de energia elétrica são fixadas no contrato de concessão ou permissão. Esta lei atribuiu à ANEEL a regulação das tarifas e o estabelecimento das condições de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição. Nestas condições é que foram elaborados os novos

contratos de concessão com todas as empresas do setor de energia elétrica, cujas cláusulas, entre outras, contemplava a fórmula que define o reajuste tarifário. O preço teto foi estabelecido em função do custo do serviço de cada concessionária, enquanto o indexador para correção da tarifa passou a ser o IGP-M. Quanto ao ‘fator x’, deverá ser zero durante os primeiros quatro ou cinco reajustes anuais (a maior parte das empresas do setor estão nessa faixa).

Após este período, será feita a revisão das tarifas e determinado o valor de ‘x’. A fórmula completa para reajuste das tarifas ficou definida assim:

$$IRT = \frac{VPA_1 + VPB_0 \times (IVI \pm X)}{RA}$$

Onde:

IRT - é o índice de reajuste tarifário

RA - é a receita líquida anual relativa ao período anterior

IVI - é a variação do IGPM do período de referência

X- é o número índice definido pela ANEEL a ser eventualmente subtraído ou acrescido ao IVI

VPA<sub>1</sub> - representa a parcela não gerenciável do período atual, incluindo nesta todos os encargos decorrentes da compra de energia

VPB<sub>0</sub> - refere-se a parcela dos gastos gerenciáveis, relativa ao período anterior.

Especificamente, no que diz respeito à parcela dos gastos gerenciáveis, esta é calculada da seguinte maneira:

$$VPB_0 = RA - VPA_0$$

Onde:

VPA<sub>0</sub> - representa a parcela não gerenciável do período anterior, incluindo nesta todos os encargos decorrentes da compra de energia

Em função do exposto, é necessário que seja feito um resumo dos principais itens que compõem esta modelagem:

- a) a política tarifária prevista na lei e nos contratos de concessão, baseia-se no modelo de regulação ‘*price cap*’;
- b) o preço teto foi definido em função do custo do serviço;
- c) a correção deste preço é feito anualmente, através da fórmula do IRT;



- d) esta fórmula atualiza a parcela não gerenciável (VPA), através do incremento de seus respectivos custos;
- e) os gastos gerenciáveis (VPB) são corrigidos aplicando-se o IGP-M, porém delimitado pelo 'fator x';
- f) o valor de 'x' é zero durante os quatro primeiros reajustes anuais;
- g) quando do quinto reajuste anual, será definido, juntamente com o poder concedente, um valor para 'x', ao tempo em que o nível tarifário será revisto.

Vale lembrar que o setor está passando por uma fase de transição. Nestas condições, as empresas de distribuição terão que contratar energia através de três modalidades diferentes, quais sejam: contratos iniciais; contratos bilaterais; e no mercado *spot*.

Em relação aos contratos iniciais, a quantidade de energia e o preço da mesma foram definidos pela ANEEL, em função do custo do serviço das empresas geradoras e distribuidoras. Para as compras efetuadas no mercado *spot*, o preço será aquele determinado pelo mercado, em função da disponibilidade de energia. Quanto aos contratos bilaterais, considerando que as empresas geradoras passarão a ter os preços regulados pelo mercado, a ANEEL, buscando a garantia da modicidade tarifária e estimular a compra eficiente de energia, e com base na Lei nº 9.648/98, publicou as Resoluções nº 266, de 13 de agosto de 1998, e a de nº 233, de 29 de julho de 1999.

Nestas resoluções foram definidas as regras a serem praticadas pelo mercado quando da prática dos contratos bilaterais, notadamente no que concerne ao limite de repasse, para as tarifas de fornecimento (venda aos consumidores finais), dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários de energia elétrica. A Resolução ANEEL nº 022, de 01 de fevereiro de 2001, revogou as Resoluções nº 266 e nº 233, e atualizou os procedimentos, fórmulas e limites de repasse dos preços de compra de energia, conforme será visto a seguir.

### **5.2.2 Década de 00**

Os contratos de concessão do serviço público de distribuição determinam periodicidade anual para o reajuste de tarifas, mediante aplicação de fórmula específica. O custo de compra de

energia, a ser considerado nos reajustes concedidos aos concessionários e permissionários de energia elétrica, é obtido de acordo com a seguinte fórmula:

$$CE = (MCI \times PCI) + TCI + (\sum MCEi \times PCEi) + (\sum MCRi \times PCRi) + (MCP \times VNC) + TCE$$

Onde:

- CE – é o custo das compras de energia elétrica necessárias para atendimento ao mercado de referência, nas condições vigentes na data de reajuste em processamento e na data de reajuste anterior, expresso em R\$
- MCI - é o volume das compras de energia elétrica, realizadas por meio dos contratos iniciais, no período de referência, expresso em MWh
- PCI – tarifas das compras de energia elétrica referentes aos contratos iniciais, nas condições vigentes na data de reajuste em processamento e na data de reajuste anterior, expresso em R\$/ MWh
- TCI - é o valor dos encargos de uso aos sistemas de transmissão e distribuição, referentes às compras de energia elétrica realizadas por meio dos contratos iniciais, nas condições vigentes na data de reajuste em processamento e na data de reajuste anterior, expresso em R\$
- MCEi – é o volume da compra de energia elétrica, no período de referência, relativo ao contrato bilateral “i” livremente negociado, expresso em MWh
- PCEi – é o preço de repasse da compra de energia elétrica relativa ao contrato bilateral “i” livremente negociado, nas condições vigentes na data de reajuste em processamento e na data de reajuste anterior, conforme disposto no art. 3o da Resolução nº 022/2001 e expresso em R\$/ MWh
- MCRi - é o volume da compra de energia elétrica junto à concessionária de serviço público, no período de referência, relativa ao contrato bilateral “i”, expresso em MWh
- PCRi – tarifa da compra de energia elétrica relativa ao contrato bilateral “i” celebrado com uma concessionária de serviço público, nas condições vigentes na data de reajuste em processamento e na data de reajuste anterior, conforme disposto no art. 3o da Resolução nº 022/2001 e expresso em R\$/ MWh
- MCP – é o volume das compras de curto prazo de energia elétrica, necessárias ao atendimento do mercado referência, no período de referência, expresso em MWh
- VNC – é o valor normativo definido pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, para valoração das compras de curto prazo, nas condições vigentes na data de reajuste em processamento e na data de reajuste anterior, expresso em R\$/ MWh
- TCE – é o valor dos encargos de uso dos sistemas de transmissão e de distribuição, complementares aos encargos relativos aos contratos iniciais, nas condições vigentes na data de reajuste em processamento e na data de reajuste anterior, expresso em R\$.

Os itens que compõem esta fórmula referem-se aos volumes de compra de energia, multiplicado pelos respectivos preços, mais a parcela dos encargos de uso dos sistemas, relativos aos contratos iniciais, bilaterais e de curto prazo.

Em relação aos preços livremente contratados pela distribuidora junto aos geradores, através dos contratos bilaterais, a ANEEL definiu que os repasses aos consumidores finais terão como referência os valores normativos. A empresa que contratar acima do valor normativo incorrerá em custos, sendo que só poderá ser repassado para o consumidor, através da fórmula do IRT, parte do valor contratado. Na hipótese do valor contratado ficar abaixo do normativo, então a empresa auferirá ganhos que deverão ser repassados aos consumidores.

Atualmente, a ANEEL está em processo de audiência pública, buscando estabelecer, para os concessionários e permissionários do serviço público de distribuição, procedimentos relativos às:

- a) revisões tarifárias periódicas, para redefinição da tarifa, à luz das condições de eficiência e produtividade identificadas como adequadas pelo regulador;
- b) solicitações e aprovações de reajustes anuais de tarifas; e
- c) revisões tarifárias extraordinárias para recomposição de equilíbrio econômico financeiro.

Diante do exposto, observa-se que este capítulo procurou demonstrar os modelos de regulação praticados, fazendo uma incursão na legislação, que regulou o setor elétrico brasileiro, desde a década de 30 até os dias atuais, utilizando-se os textos das leis, decretos e resoluções, evidenciadas na Figura 17.

<b>Legislação</b>	<b>Data</b>	<b>Disposição</b>
Lei nº 5.655	20/05/71	Dispõe sobre a remuneração legal do investimento dos concessionários de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências.
Lei nº 8.631	04/03/93	Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida e dá outras providências.
Lei nº 8.724	28/10/93	Altera a Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, estabelecendo novos procedimentos nas compensações de CRC das concessionárias de serviços públicos de eletricidade.
Lei nº 8.987	13/02/95	Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências.
Lei nº 9.074	07/07/95	Estabelece normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências.
Lei nº 9.427	26/12/96	Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.
Lei nº 9.648	27/05/98	Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961; nº 8.666, de 21 de junho de 1993; nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995; nº 9.074, de 7 de julho de 1995; nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996; autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências.
Decreto-lei nº 2.676	04/10/40	Dispõe sobre a aplicação de penalidade por infração do disposto nos art. 202, § 3º, e 163 do Código de Águas.
Decreto-lei nº 3.128	19/03/41	Dispõe sobre o tombamento dos bens das empresas de eletricidade.
Decreto-lei nº 3.763	25/10/41	Consolida disposições sobre águas e energia elétrica e dá outras providências.
Decreto-lei nº 1.506	23/12/76	Altera dispositivo da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, e dá outras providências.
Decreto 24.643	10/07/34	Decreta o Código de Águas.
Decreto 41.019	26/02/57	Regulamenta os serviços de energia elétrica.
Decreto 50.479	19/04/61	Dá nova redação ao artigo 176 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, e dá outras providências.
Decreto 54.936	04/11/64	Regulamenta para as empresas concessionárias de serviços de energia elétrica, a aplicação do art. 57 da Lei nº 3.470, de 28 de novembro de 1958, e dos art. 3º a 6º da Lei nº 4.357 de 16 de julho de 1964, relativos à correção da tradução monetária do valor original dos bens do ativo immobilizando das pessoas jurídicas.
Decreto 62.724	17/05/68	Estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica.
Decreto 86.463	13/10/81	Altera o Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que regulamenta os serviços de energia elétrica, e o Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências.
Decreto nº 774	18/03/93	Regulamenta a Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, que dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida, e dá outras providências.
Decreto 1.717	24/11/95	Estabelece procedimentos para prorrogação das concessões dos serviços públicos de energia elétrica de que trata a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e dá outras providências.
Resolução ANEEL nº 266	13/08/98	Estabelece limite ao repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários de distribuição.
Resolução ANEEL nº 233	09/07/99	Estabelece os Valores Normativos que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários
Resolução ANEEL nº 022	01/02/01	Atualiza procedimentos fórmulas e repasse dos preços de compra de energia elétrica, para as tarifas de fornecimento.

Figura 17 - Leis, Decretos e Resoluções de regulação do setor elétrico brasileiro

Fonte: elaborado pelo autor.

## 6 DESCRIÇÃO E ANÁLISE DO ESTUDO DE CASO DA CELESC

Todas as empresas que fazem parte do setor elétrico brasileiro são reguladas pela ANEEL, que procura aplicar critérios igualitários na fiscalização dos serviços, notadamente quanto aos de determinação do nível tarifário e da prestação anual de contas (todas as empresas possuem o mesmo plano de contas).

A despeito das particularidades existentes em cada empresa, esse estudo de caso representa a forma como vem sendo estabelecidos a situação de equilíbrio e o nível das tarifas pelo agente regulador. O presente estudo demonstra, de forma prática, os procedimentos para fixação e correção dos níveis tarifários da Centrais Elétricas de Santa Catarina - CELESC, onde se observa que as tarifas eram determinadas pela fiscalização do poder concedente, com base nas projeções econômico-financeiras efetuadas pela empresa. Com o novo modelo de regulação, é inserido uma forma de cálculo das tarifas, que tem como base o *price cap*.

Para que se possa demonstrar a forma de determinação do equilíbrio econômico-financeiro nos dois modelos de regulação, este capítulo foi subdividido em três partes. Na primeira, faz-se uma apresentação da empresa, com a demonstração das diversas estratégias adotadas pela mesma ao longo de sua história.

Na segunda parte, verifica-se os procedimentos adotados pela companhia para a determinação do equilíbrio econômico-financeiro, com a utilização do modelo de regulação pelo retorno do investimento, discriminando os elementos formadores do custo, elaborando as projeções que iriam sinalizar o novo nível tarifário e, por fim, demonstrando como se dava a prestação anual de contas.

Na terceira parte, apresenta-se a forma como foi calculado o equilíbrio, no novo modelo de regulação (*price-cap*), a maneira pela qual são reajustadas as tarifas e como se dá o desequilíbrio contratual.

## 6.1 Apresentação da Celesc

Criada pelo Decreto Estadual nº 22, de 09 de dezembro de 1955, com suporte na Lei nº 505, de 13 de agosto de 1951 - a Celesc foi constituída como sociedade de economia mista "destinada a projetar, constituir e explorar sistemas de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica". Em suma, estaria atuando no negócio de energia elétrica, podendo estar posicionada no início do fluxo (geração) e ao final do mesmo (transmissão – distribuição). Ressalte-se que ao longo das décadas em que a empresa vem atuando neste negócio, é possível identificar as estratégias utilizadas, conforme preconizado por Michael Porter (1986), Henry Mintzberg (1992), David Aacker (1984), entre outros.

Até 1964 a Celesc operou sob a forma de holding, mantendo subsidiárias e associadas em todo o Estado. A partir de então iniciou o processo de formação de um único e próprio sistema, adotando uma estratégia de crescimento, através da aquisição e/ou incorporação das empresas que atuavam isoladamente. Tal fato fez com que a área de atendimento da companhia, que cobria 18% do Estado, antes das aquisições (1963), atingisse 72% ao final da referida década.

A década de 70 caracterizou-se pelo “milagre econômico”. A indústria apresentou uma grande performance com efeito em toda a sociedade. O consumo de energia cresceu a taxas jamais experimentadas pela Celesc, atingindo uma média de crescimento de 20% ao ano durante toda a década. Com os investimentos efetuados pela empresa, denota-se que a estratégia utilizada foi a do crescimento, através do desenvolvimento interno, ao nível de penetração.

Ao contrário da década de 70, onde o Brasil experimentou índices de crescimento elevados, a de 80, também considerada como a “década perdida” acabou sendo recheada por diversos planos de estabilização econômica. Tal fato acabou afetando o setor elétrico brasileiro que chegou, em 1990, com a maior inadimplência intra-setorial, provocado pela compressão tarifária. Neste contexto está inserida a Celesc, cuja estrutura de capital foi afetada, apresentando o maior prejuízo de sua história.

As estratégias adotadas mudaram de foco, passando a ser a qualidade do fornecimento de produtos e serviços de energia elétrica. Inclusive, o poder concedente estabeleceu padrões mínimos de qualidade. Aliado a este processo no final da década passou-se a incorporar a preocupação com o cliente externo mais intensivamente, pois em 1987 foi implantado um modelo

de gestão participativa, através de CCQ's (círculo de controle de qualidade), comissões mistas e comitês.

Marcaram a década, ainda, os investimentos em treinamento, bem como a ampliação dos benefícios aos empregados como forma de compensar as perdas salariais provocadas pela crise. Em relação às áreas funcionais, também a partir de 1987 foi adotado o sistema matricial, onde as 16 regionais da empresa ficaram hierarquicamente subordinadas a presidência e funcionalmente às diretorias correlatas. Os aspectos políticos passaram a deixar sua marca nas administrações, criando grupos dentro da organização e interferindo nos investimentos.

Quanto aos negócios, também em 1987 a Celesc retomou os estudos no que concerne à sua participação na geração de energia, adotando a estratégia de desenvolvimento do produto, ao receber, do Estado o direito de explorar gás natural por 30 anos. Também o meio ambiente passou a fazer parte da cultura organizacional, onde foram desenvolvidos alguns programas tais como a Estação Ecológica do Bracinho, o projeto Acqua Viva entre outras ações concernentes a construção de redes e linhas de distribuição.

Em 1981 foi instituída a tarifação Horo-sazonal, onde os preços eram praticados de forma diferenciada em função do horário de consumo. Atingiu o consumidor industrial e o objetivo era diminuir o consumo no horário de ponta para postergar os investimentos.

Como decorrência da crise que assolava o setor elétrico, na década de 90 foi editada a Lei 8.631/93, que trouxe a possibilidade de recuperação dos níveis tarifários, permitindo, ainda, o equacionamento da inadimplência intra-setorial. Como reflexo da crise, as fontes de recursos foram profundamente afetadas. O nível de investimento caiu e a Celesc teve que adotar a estratégia de redução dos custos, com o conseqüente lançamento de três programas de incentivo a demissão, culminando com uma redução do quadro de pessoal em aproximadamente 30%. Tal fato exigiu da empresa um investimento maior na tecnologia, tanto em sistemas quanto de equipamentos.

Quanto aos negócios, em função de uma fragilidade no posicionamento estratégico, a Celesc acabou perdendo, no início da década de 90, a concessão para exploração do gás natural, sendo criada no estado a SC GÁS. Em 1995 passou a buscar novas formas de parceria, onde, entre elas, um intercâmbio com a EDF (Empresa Francesa de Eletricidade) sobre oportunidades de negócios entre as duas empresas. Também foi estudada uma participação acionária da EDF na Celesc, bem

como no consórcio da usina hidrelétrica do Cubatão. Estas estratégias acabaram não se viabilizando em face da EDF ter ganhado a licitação da Light (empresa de energia elétrica do Rio de Janeiro).

Nessa época foram realizadas diversas parcerias com a iniciativa privada, para investimentos em grandes empreendimentos de geração de energia, a exemplo das usinas de Machadinho, Campos Novos e Dona Francisca. Para tanto, as empresas buscaram modernas formas de financiamento, entre elas o *project finance* (sistema onde o projeto se autofinancia). A meta da Celesc era ter uma participação na geração de até 25% dos seus requisitos.

Em 1997 foi assinado um acordo com a ELETROSUL no qual a Celesc passaria a utilizar um par de fibras óticas, no trecho Joinville – Araranguá, tendo como contrapartida uma parceria entre as duas empresas para comercialização do sistema de telecomunicações.

Para fazer frente aos investimentos necessários, a empresa passou a atuar no mercado de capitais, onde foram realizadas diversas operações, com destaque para o lançamento de ações, para investidores institucionais, em 1996. Além de captar US\$ 130 milhões, inseriu a Celesc no mercado internacional, aumentando o volume médio de negociações das ações de 5,4 milhões (antes da operação) para 47 milhões em média no ano de 2001.

Atualmente a empresa está sendo preparada para um processo de reestruturação de seu negócio e da sua estrutura operacional. A mesma será cindida, com a criação das empresas de distribuição e geração de energia, bem como da de telecomunicações. Tal fato tem como objetivo a sua adequação ao novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro.

A mudança no modelo de regulação econômica também afeta a Celesc, à medida que esta tem que adaptar sua estrutura e as pessoas para atender aos novos ditames do poder concedente. Desta forma, será apresentado como era estabelecido o nível tarifário, com vistas ao equilíbrio econômico-financeiro, no modelo ‘pelo retorno do investimento, para em seguida ser apresentado o modelo pelo *price cap*.



## **6.2 O equilíbrio econômico-financeiro no modelo ‘pelo retorno do investimento’**

No modelo de regulação pelo retorno do investimento, as tarifas são definidas com base no custo do serviço prestado. Os elementos que compõem o custo são projetados para um período de três anos, levando em conta uma remuneração garantida. No final de cada exercício, a empresa elabora as informações contábeis para que a fiscalização, do poder concedente, possa analisar, avaliar e acompanhar o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária. De acordo com Bitu e Born (1993, p.39) “em praticamente todos os casos em que o Estado regulamenta preços e lucros de empresas de serviços públicos, tem sido utilizado o sistema de tarifa pelo custo do serviço, que é aplicado tanto em empresas privadas regulamentadas quanto em empresas estatais”.

Tendo como base este modelo de regulação, através do caso apresentado na seqüência, é possível verificar como são determinadas as tarifas das concessionárias distribuidoras de energia elétrica.

### **6.2.1 Os elementos formadores do custo do serviço**

O ‘custo do serviço’, no âmbito do setor elétrico brasileiro, é um relatório que contempla o investimento remunerável, a remuneração garantida e a despesa do serviço. Como a tarifa é com base no serviço pelo custo, a receita da empresa, que também está contemplada no relatório do custo do serviço, é determinada pelo somatório da remuneração com a despesa. As parcelas que compõem o custo do serviço são: o investimento remunerável, a receita do serviço e a despesa do serviço.

#### *a) Investimento remunerável*

É o somatório do ativo imobilizado em serviço, ativo diferido, estoques e o capital de giro, deduzido da depreciação/amortização e obrigações vinculadas à concessão.

##### *a.1) Ativo imobilizado em serviço*

São contabilizados os terrenos; edificações, obras civis e benfeitorias; máquinas e equipamentos; veículos e móveis e utensílios.

##### *a.2) Ativo diferido em serviço*

Destinam-se as contabilizações com gastos pré-operacionais. Nesta conta também eram registradas a remuneração das imobilizações em curso (juros sobre obras) e a

diferença entre a variação cambial e monetária de financiamentos para investimentos.

*a.3) Almojarifado ou Estoques*

Destinam-se as contabilizações de material para consumo nas suas atividades; das compras e importações em curso; adiantamento a fornecedores; e provisões ao valor de mercado.

*a.4) Capital de giro*

É o saldo médio positivo da diferença entre o ativo circulante e o passivo circulante computável.

*a.4.1) Ativo circulante computável*

Contempla as disponibilidades; créditos valores e bens; estoques; e despesas pagas antecipadamente

*a.4.2) Passivo circulante computável – contempla obrigações vencíveis.*

*a.5) Amortização / depreciação acumuladas*

É a reintegração dos valores atualizados dos bens registrados nas contas do ativo imobilizado e diferido em serviço.

*a.6) Obrigações vinculadas à concessão*

Destina-se a contabilização da contribuição do consumidor, relativo a parcela antieconômica de construção de redes e linhas. Esta, atua como uma conta retificadora do ativo, haja vista que o poder concedente não permite a remuneração dos investimentos efetuados com recursos de terceiros.

*b) Receita do serviço*

*b.1) Fornecimento*

É o fornecimento de energia elétrica, medido de acordo com o calendário de faturamento mensal.

*b.2) Impostos e contribuições sobre a receita – conta redutora*

Refere-se ao ICMS, COFINS e PASEP

*b.3) Suprimento*

Receita de suprimento faturado, mensalmente, aos revendedores.

*b.4) Serviço taxado*

Receitas derivadas da execução de serviços técnicos e administrativos como: vistoria, ligação, aferição de medidor, etc.

*b.5) Outras receitas e rendas*

São as receitas derivadas de arrendamento, aluguel de bens, serviços à terceiros, ajuste de fator de potência, etc.

*b.6) Encargos do consumidor – quota para RGR – conta redutora*

Refere-se às contribuições dos concessionários para a reserva global de reversão.

*b.7) Variação monetária em função da taxa de câmbio – revendedores – até o vencimento*

*b.8) Ganhos na desativação / alienação de bens e direitos*

*c) Despesa do serviço*

*c.1) Pessoal*

refere-se aos gastos com salários, gratificações, adicionais, provisões, benefícios e encargos sociais.

*c.2) Excesso de benefícios*

conta redutora da despesa de pessoal. Nesta, registra-se o valor excedente a 12% da remuneração paga aos empregados a título de benefícios.

*c.3) Material*

Consumo de material em função da operação, conservação e administração do serviço público.

*c.4) Serviço de terceiros*

Contratação de mão-de-obra para operação, conservação e administração do serviço público, consultoria, empreiteiros e outros.

*c.5) Subvenções – CCC*

Refere-se ao rateio da cota consumo de combustível, das usinas térmicas, aos concessionários.

*c.6) Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos*

Esta compensação financeira é paga quando a concessionária detém Usinas.

*c.7) Energia elétrica comprada para revenda*

Refere-se a todos os encargos decorrentes da compra de energia, incluindo os de transporte da mesma.

*c.8) Tributos*

Exceto os relativos a imposto de renda.

*c.9) Outras*

Demais despesas para prestação do serviço público.

*c.10) Variação monetária em função da taxa de câmbio – supridores – até o vencimento*

Refere-se a variação incidente sobre a energia comprada proveniente da Itaipu binacional.

*c.11) Variação monetária em função da taxa de câmbio – empréstimos e financiamentos*

*c.12) Perda na desativação / alienação de bens e direitos*

Todas as contas que compõem o custo do serviço estão contempladas no plano de contas do serviço público de energia elétrica, inclusive a descrição de seu funcionamento. Estas são praticamente as mesmas das demonstrações financeiras publicadas em conformidade com a Lei nº 6.404/76 (Lei das sociedades por ações).

As contas do *investimento remunerável* são as mesmas previstas pela referida lei para o ativo, não sendo considerado o realizável a longo prazo, investimentos e o imobilizado em curso. No entanto, quando há imobilizações em curso (por exemplo, a construção de redes e linhas), sobre estes incide juros de 10% a.a.. Estes juros, que são lançados no diferido, fazem parte do investimento remunerável.

Quanto à *receita do serviço concedido*, trata-se da receita operacional líquida, mais uma parcela da receita financeira (*Variação monetária*) e outra da receita não operacional (*Ganhos na desativação / alienação de bens e direitos*). Em relação à rubrica *encargos do consumidor* –

*RGR*, esta é específica do setor elétrico, sendo que poderia estar registrada no grupo das despesas, visto que no grupo da receita do serviço configura como conta redutora.

Nas *despesas do serviço concedido* estão contempladas todas as despesas operacionais previstas na lei, excluindo a receita e a despesa financeira e adicionando as variações monetárias em função da taxa de câmbio, bem como as *perdas na desativação / alienação de bens e direitos* do grupo da despesa não operacional. Cabe ressaltar que em relação à despesa de pessoal, o poder concedente coloca limites ao reconhecimento dos benefícios aos empregados.

Em suma, através deste elenco de contas, denominado custo do serviço, processa-se as projeções econômico-financeiras com o objetivo de determinar a tarifa futura da empresa, considerando uma remuneração legal entre 10% e 12% a.a..

Na seqüência apresenta-se a metodologia de cálculo das tarifas, conforme era feito no setor elétrico, quando da existência do modelo pelo retorno do investimento.

### **6.2.2 A determinação do nível tarifário**

Com o programa de melhoria da eficiência – PMEF as empresas concessionárias do setor elétrico brasileiro apresentam as informações, que são coletadas com base numa planilha eletrônica de cálculo, cujo objetivo é permitir à ANEEL efetuar estudos com relação ao equilíbrio econômico-financeiro, estrutura de custos, receitas e mercado, qualidade do serviço prestado, estrutura organizacional, nível tarifário, etc.

Os valores em moeda constante, desconsideram quaisquer variações, tanto monetárias quanto cambiais, tomando-se por base os últimos preços realizados. São preenchidos os dados realizados referentes ao ano base, os dados mensais (realizados + projetados) do ano em estudo e os dados projetados para o próximo exercício.

O relatório encaminhado à ANEEL é composto de diversos formulários, contendo dados do balanço inicial; do fluxo econômico, com a demonstração do resultado do exercício realizada e projetada, os investimentos, as imobilizações, os financiamentos para expansão e o respectivo serviço da dívida, entre outros; o fluxo financeiro; do contas a receber e a pagar; do detalhamento do quadro de pessoal e dos salários base médio; dados físicos da empresa; da área de concessão; a tabela de parâmetros; e o formulário de observações.

Como decorrência desta entrada de dados, o sistema processa diversos relatórios gerenciais, para o período em questão, entre os quais: o balanço patrimonial; a demonstração do resultado do exercício; o fluxo de caixa; o custo do serviço; a necessidade tarifária; e a nova receita para manutenção do equilíbrio econômico financeiro da concessão.

Assim, para ilustrar a composição do custo do serviço no estudo de caso, foram utilizados números hipotéticos e efetuada uma separação dos grupos de contas que contemplam referido custo. Desse modo, na Tabela 2 apresenta-se o primeiro grupo de contas, que é o investimento remunerável, decomposto nas suas principais parcelas de adições e deduções.

**Tabela 2 – Apuração do investimento remunerável da CELESC**

<b>Agência Nacional de Energia Elétrica - A N E E L</b>							Valores em R\$ mil
<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>							
<b>DISCRIMINAÇÃO</b>	<b>20X0</b>	<b>JAN/1</b>	<b>FEV/1</b>	<b>MAR/1</b>	<b>(...)</b>	<b>DEZ/1</b>	<b>20X2</b>
<b>PARCELAS ADITIVAS</b>	<b>803.089</b>	<b>73.616</b>	<b>147.233</b>	<b>220.849</b>	<b>(...)</b>	<b>883.398</b>	<b>971.738</b>
Ativo Imobilizado Intangível	553	51	101	152	(...)	608	669
Ativo Imobilizado em Serviço	750.665	68.811	137.622	206.433	(...)	825.732	908.305
Ativo Diferido em Serviço	48.234	4.421	8.843	13.264	(...)	53.057	58.363
Almoxarifado	3.637	333	667	1.000	(...)	4.001	4.401
<b>DEDUÇÕES</b>	<b>316.740</b>	<b>29.035</b>	<b>58.069</b>	<b>85.512</b>	<b>(...)</b>	<b>342.045</b>	<b>369.881</b>
Depreciação Acumulada	239.855	21.987	43.973	65.960	(...)	263.841	290.225
Amortização Acumulada	13.195	1.210	2.419	3.629	(...)	14.515	15.966
Obrigações Especiais	63.690	5.838	11.677	15.923	(...)	63.690	63.690
<b>Investimento Remunerável</b>	<b>486.349</b>	<b>44.582</b>	<b>89.164</b>	<b>135.338</b>	<b>(...)</b>	<b>541.353</b>	<b>601.857</b>
<b>Remuneração Garantida</b>	<b>48.635</b>	<b>4.458</b>	<b>8.916</b>	<b>13.534</b>	<b>(...)</b>	<b>54.135</b>	<b>60.186</b>

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pelo DNAEE (atual ANEEL)

O ano base apresenta o saldo realizado em 31/12/20x0. No ano em análise, apresenta-se os dados projetados mensalmente, enquanto o terceiro ano evidencia a tendência dos saldos das contas. Para efeito de simplificação, no ano em análise apresentam-se somente alguns meses.

Apesar das contas patrimoniais possuírem saldos acumulados, quando da apresentação mensal, o cálculo do investimento remunerável ocorre de forma duodecimal. Desse modo, no mês de janeiro está considerado apenas 1/12 do valor das respectivas parcelas e deduções, enquanto que no mês de fevereiro estão as parcelas e deduções do próprio mês mais a do mês de janeiro, e assim sucessivamente.

As parcelas aditivas e as obrigações especiais foram projetadas com base nos investimentos previstos para o período em análise (20x1), enquanto que a depreciação e amortização mantêm uma proporção com suas contas de origem. A remuneração garantida foi calculada com base na taxa de 10% a.a. sobre o investimento remunerável, que passa a compor o custo do serviço, em conjunto com a despesa do serviço.

Os itens que fazem parte da despesa estão discriminados na Tabela 3, sendo que tanto a COFINS/PASEP e a RGR foram consideradas neste segundo grupo de contas.

**Tabela 3 – Apuração da despesa do serviço da CELESC**

Agência Nacional de Energia Elétrica - A N E E L							Valores em R\$ mil
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A							
DISCRIMINAÇÃO	20X0	JAN/1	FEV/1	MAR/1	(...)	DEZ/1	20X2
<b>Despesa do Serviço</b>	<b>542.905</b>	<b>47.832</b>	<b>95.590</b>	<b>143.363</b>	(...)	<b>573.364</b>	<b>604.732</b>
Pessoal	137.016	11.989	23.978	35.967	(...)	143.867	151.060
Material	7.331	641	1.283	1.924	(...)	7.698	8.082
Serviço de Terceiro	25.441	2.226	4.452	6.678	(...)	26.713	28.049
Energia Comprada	278.290	24.350	48.701	73.051	(...)	292.205	306.815
Depreciação / amortização	29.166	2.674	5.347	8.021	(...)	32.083	35.291
COFINS / PASEP	13.842	1.211	2.422	3.634	(...)	14.534	15.261
Despesas Gerais e Outras	24.618	2.299	4.525	6.718	(...)	26.782	28.212
Quota para RGR	14.614	1.340	2.679	4.067	(...)	16.267	18.085
Quota para CCC	12.587	1.101	2.203	3.304	(...)	13.216	13.877

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pelo DNAEE (atual ANEEL) com dados da CELESC.

Da mesma forma como ocorreu no cálculo do investimento remunerável, os valores da despesa do serviço foram acumulados até o mês de dezembro, sendo auditados pelo poder concedente antes da sua aprovação. Com a apuração da remuneração do investimento e da despesa do serviço, é possível determinar o custo do serviço da concessionária, conforme sumarizado na Tabela 4.

**Tabela 4 – Apuração do custo do serviço da CELESC**

Agência Nacional de Energia Elétrica - A N E E L							Valores em R\$ mil
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A							
DISCRIMINAÇÃO	20X0	JAN/1	FEV/1	MAR/1	(...)	DEZ/1	20X2
Remuneração Garantida	48.635	4.458	8.916	13.534	(...)	54.135	60.186
Despesa do Serviço	542.905	47.832	95.590	143.363	(...)	573.364	604.732
<b>Custo do Serviço</b>	<b>591.540</b>	<b>52.290</b>	<b>104.506</b>	<b>156.897</b>	(...)	<b>627.499</b>	<b>664.917</b>

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pelo DNAEE (atual ANEEL) com dados da CELESC.

O custo do serviço, no ano em análise atingiu o montante de R\$ 627.499 mil, sendo necessário verificar se a receita do serviço com o atual nível tarifário dará cobertura ao mesmo. Para a estimativa da receita requer-se, além do preço atualmente praticado, a previsão do mercado para o período em análise. No caso da CELESC, o planejamento energético sinalizou um mercado (hipotético) de 8.614.965 MWh.

Na Tabela 5 demonstram-se a composição da receita do serviço para o ano base, o exercício em análise (previsão) e o segundo ano projetado.

**Tabela 5 – Apuração da receita do serviço da CELESC**

Agência Nacional de Energia Elétrica - A N E E L							Valores em R\$ mil
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A							
DISCRIMINAÇÃO	20X0	JAN/1	FEV/1	MAR/1	(...)	DEZ/1	20X2
<b>Receita do Serviço</b>	<b>499.246</b>	<b>43.684</b>	<b>87.368</b>	<b>131.052</b>	(...)	<b>524.208</b>	<b>550.419</b>
Fornecimento Líquido	466.235	40.796	81.591	122.387	(...)	489.547	514.024
Suprimento	3.283	287	575	862	(...)	3.447	3.620
Outras	29.728	2.601	5.202	7.804	(...)	31.214	32.775

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pelo DNAEE (atual ANEEL) com dados da CELESC.

Verifica-se, portanto, que a receita do serviço, estimada de acordo com os critérios aprovados pela ANEEL, atinge o montante de R\$ 524.208 mil, em dezembro de 20x1, ficando bem aquém do custo do serviço a ser incorrido pela empresa em igual período.

Considerando que o regime de concessão é o do serviço pelo custo, a nova receita da empresa deverá ser igual ao referido custo. Para tanto, as tarifas atuais deverão sofrer um reajuste, cujo percentual de incremento pode ser determinado da seguinte maneira:

*a) Cálculo da tarifa atual, com valores hipotéticos*

$$\text{Tarifa atual} = \frac{\text{Receita do Serviço}}{\text{Energia vendida (MWh)}}$$

$$^{23}\text{Tarifa atual} = \frac{524.208}{8.614.965}$$

$$\text{Tarifa atual} = \text{R\$ } 60,85 / \text{MWh}$$

*b) Cálculo do novo nível tarifário, com valores hipotéticos*

$$\text{Tarifa} = \frac{\text{Custo do Serviço (Despesa do Serviço + Remuneração)}}{\text{Energia vendida (MWh)}}$$

<sup>23</sup> Observe que os valores que compõem o custo do serviço estão em R\$ mil, enquanto a tarifa é expressa em R\$.



$$\text{Tarifa} = \frac{627.499 (573.364 + 54.135)}{8.614.965}$$

$$\text{Tarifa} = \text{R\$ } 72,84 / \text{MWh}$$

Este passa a ser o novo nível tarifário, para garantia do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, sendo que as tarifas da empresa deverão sofrer um reajuste de 19,7% (72,84 / 60,85).

Quando da elaboração do custo do serviço, a concessionária deverá considerar um plano de melhoria da eficiência, buscando a modicidade tarifária. De posse deste plano, a empresa passa a negociar com o poder concedente o percentual de reajuste a ser considerado nas tarifas de venda ao consumidor final. Do resultado desta negociação é estabelecido o efetivo reajuste, cujo percentual não necessariamente será o mesmo apresentado pela empresa.

Como a tarifa foi elaborada com base no custo do serviço projetado, à medida que o exercício se torna findo, a empresa tem que fazer a prestação de contas com o poder concedente para que se determine a suficiência ou insuficiência tarifária.

### **6.2.3 A prestação anual de contas**

A prestação de contas tem por objetivo possibilitar ao poder concedente a verificação da real situação econômico-financeira da empresa. Para tanto, é elaborado um relatório detalhado, contendo informações extraídas do balanço, da DRE, bem como do contas a receber e a pagar. Com base neste relatório, a ANEEL procede à verificação das contas, podendo efetuar glosas quando a empresa incorre em gastos fora dos limites permitidos, ou estranhos à concessão. Estando o custo do serviço aprovado, procede-se ao cálculo da remuneração real auferida pelo concessionário, que, por sua vez, deverá ser comparada com a remuneração garantida.

O cálculo desta remuneração será apresentado na continuação do estudo de caso, onde é possível verificar a prestação de contas referente ao exercício de 20x1. O relatório de prestação de contas foi elaborado de forma simplificada, sendo que, no primeiro passo, demonstra-se o investimento remunerável, decomposto nas contas e subcontas do ativo imobilizado em serviço; diferido; depreciação/amortização; e das obrigações vinculadas à concessão. Em segundo lugar está a prestação de contas da despesa do serviço e, finalmente, a apuração da suficiência / insuficiência tarifárias.

*1º passo – apuração do investimento remunerável*

A determinação do investimento remunerável é feita com base em um detalhamento das contas que compõem o ativo permanente. Como os procedimentos de apuração do valor *pro rata computável* são os mesmos para todas as contas, para efeito de simplificação, na Tabela 6, apresenta-se somente a rubrica ‘máquinas e equipamentos’. Ressalte-se que os dados são hipotéticos.

**Tabela 6 – Cálculo do valor computável para o Investimento Remunerável**

<b>M M E A N E E L</b>	<b>RELATÓRIO PADRONIZADO Análise do Investimento Remunerável</b>			<b>RP - 102 ANO: 20x1 Código: xyz</b>	
<b>Concessionário: CELESC S/A</b>					
<b>I - Conta / subconta: 132.41- Máquinas e Equipamentos</b>					
<b>MÊS / ANO</b>	<b>UFIR</b>			<b>Valor Nominal da UFIR (4)</b>	<b>Saldo Computável (ou pro-rata) (5)</b>
	<b>Débito (1)</b>	<b>Crédito (2)</b>	<b>Saldo (3)</b>		
Dez/ano ant.			<b>998.372</b>		
Janeiro	4.363	1.540	<b>1.001.195</b>	0,6767	<b>677.509</b>
Fevereiro	13.327	1.069	<b>1.013.453</b>	0,6767	<b>685.804</b>
Março	6.473	1.267	<b>1.018.659</b>	0,7061	<b>719.275</b>
Abril	9.393	2.702	<b>1.025.350</b>	0,7061	<b>724.000</b>
Maio	9.410	1.416	<b>1.033.344</b>	0,7061	<b>729.644</b>
Junho	5.302	1.251	<b>1.037.395</b>	0,7564	<b>784.686</b>
Julho	5.763	4.488	<b>1.038.670</b>	0,7564	<b>785.650</b>
Agosto	7.054	2.025	<b>1.043.699</b>	0,7564	<b>789.454</b>
Setembro	6.884	2.835	<b>1.047.748</b>	0,7952	<b>833.169</b>
Outubro	10.146	2.713	<b>1.055.181</b>	0,7952	<b>839.080</b>
Novembro	17.841	4.279	<b>1.068.743</b>	0,7952	<b>849.865</b>
Dezembro	15.620	2.578	<b>1.081.785</b>	0,8287	<b>896.475</b>
<b>T O T A L</b>	<b>111.576</b>	<b>28.163</b>			<b>9.314.612</b>
<b>VALOR "PRO RATA" COMPUTÁVEL (R\$ mil) =====</b>					<b>776.218</b>

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pelo DNAEE (atual ANEEL)

Os valores das colunas 1 a 3 estão expressos em UFIR. Na coluna 3, os valores resultam do saldo acumulado do ano anterior, mais as compras (coluna 1), menos as baixas incorridas no período (coluna 2). Na coluna 5 está o valor final acumulado mês a mês, expresso em reais. Será computável no investimento remunerável, o somatório dos saldos acumulados de todas as rubricas que compõe o ativo imobilizado em serviço, constantes da coluna 5, dividido pelo número de meses. No estudo de caso, este somatório das rubricas, *pro rata computável* no

investimento remunerável, é de R\$ 862.464 mil. Adotando os mesmos procedimentos para o ativo diferido, apura-se o valor de R\$ 54.239 mil.

No que concerne ao cálculo do capital de giro médio e do almoxarifado médio, também se fez uma simplificação do modelo apresentado à ANEEL, uma vez que só foram considerados alguns meses, conforme é demonstrado na Tabela 7.

**Tabela 7 – Cálculo do capital de giro computável e do almoxarifado médio**

ANEEL PRESTAÇÃO ANUAL DE CONTAS							Valores
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A							em R\$ mil
DISCRIMINAÇÃO	JAN/1	FEV/1	MAR/1	(...)	DEZ/1	TOTAL	
<b>Ativo Circulante Computável</b>							
LIN							
1	Disponibilidades	21.087	4.654	3.021	(...)	6.980	<b>115.112</b>
2	Créditos, Valores e Bens	103.434	127.931	125.948	(...)	201.960	<b>1.697.218</b>
3	Almoxarifado (Estoque)	3.868	4.099	4.129	(...)	6.833	<b>61.527</b>
4	Despesas Pagas Antecipadamente	456	99	14	(...)	76	<b>921</b>
5	<b>TOTAL ( 1 + 2 - 3 + 4 )</b>	<b>121.109</b>	<b>128.585</b>	<b>124.854</b>	(...)	<b>202.183</b>	<b>1.751.724</b>
6	<b>Saldo Médio</b> (LIN 5/nº de meses)	<b>121.109</b>	<b>124.847</b>	<b>124.849</b>	(...)	<b>145.977</b>	<b>145.977</b>
<b>Passivo Circulante Computável</b>							
7	Obrigações Vencíveis	92.975	103.939	99.751	(...)	197.154	<b>1.740.555</b>
8	Outras - Cauções em Garantia	9	9	9	(...)	9	<b>108</b>
9	Outras -Adiant.Aumento de Capital	0	0	0	(...)	0	<b>0</b>
10	<b>TOTAL (7 - 8 - 9)</b>	<b>92.966</b>	<b>103.930</b>	<b>99.742</b>	(...)	<b>197.145</b>	<b>1.740.447</b>
11	<b>Saldo Médio</b> (LIN 10/nº de meses)	<b>92.966</b>	<b>98.448</b>	<b>98.879</b>	(...)	<b>145.037</b>	<b>145.037</b>
12	<b>Capital de Giro Computável</b> (6-11)	<b>28.143</b>	<b>26.399</b>	<b>25.970</b>	(...)	<b>940</b>	<b>940</b>
<b>CÁLCULO DO SALDO MÉDIO DE ALMOXARIFADO</b>							
13	Material	0	0	0	(...)	0	<b>0</b>
14	Compras em Curso	3.868	4.099	4.129	(...)	6.833	<b>61.527</b>
15	Adiantamento a Fornecedores	0	0	0	(...)	0	<b>0</b>
16	Provisões	0	0	0	(...)	0	<b>468</b>
17	<b>TOTAL (13 + ....- 16)</b>	<b>3.868</b>	<b>4.099</b>	<b>4.129</b>	(...)	<b>6.833</b>	<b>61.995</b>
18	<b>Saldo Médio</b> (LIN 17/nº de meses)	<b>3.868</b>	<b>3.984</b>	<b>4.032</b>	(...)	<b>5.166</b>	<b>5.166</b>

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pelo DNAEE (atual ANEEL) com dados da Celesc.

Cabe destacar que esses valores referem-se aos saldos contábeis acumulados de cada conta nos respectivos meses. A *coluna total* apresenta o somatório destes saldos para que se possa apurar o *saldo médio* do ativo e passivo circulante bem como do *almoxarifado*. Assim, na *linha 12* tem-se o *capital de giro médio* a ser computável no investimento remunerável, enquanto que na *linha 18* está o *saldo médio* do *almoxarifado*.

Considerando que todas as contas do investimento remunerável estão analisadas, é feito um resumo dos valores *pró rata* do ativo permanente que compõem referido investimento, bem como

dos saldos médios das demais contas. Após este resumo, apura-se a remuneração do investimento, conforme Tabela 8.

**Tabela 8 – Cálculo da remuneração do Investimento**

ANEEL Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A	PRESTAÇÃO ANUAL DE CONTAS	Valores em R\$ mil
DISCRIMINAÇÃO		20x1
<b>PARCELAS ADITIVAS</b>		<b>922.809</b>
Ativo Imobilizado em Serviço		862.464
Ativo Diferido em Serviço		54.239
Capital de Giro		940
Almoxarifado		5.166
<b>DEDUÇÕES</b>		<b>380.283</b>
Depreciação Acumulada		289.717
Amortização Acumulada		15.815
Obrigações Especiais		74.751
<b>Investimento Remunerável</b>		<b>542.526</b>
<b>Remuneração Garantida</b>		<b>54.253</b>

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pelo DNAEE (atual ANEEL) com dados da Celesc.

A remuneração garantida ou real do concessionário foi calculada com base no percentual de 10% sobre o investimento remunerável. Observe-se que as *obrigações especiais* fazem parte das parcelas dedutíveis, pois foram incorporadas no imobilizado com recursos dos consumidores.

*2º passo – apuração da despesa do serviço.*

A remuneração do investimento mais a despesa do serviço formam o custo do serviço prestado, que é a base para determinação do nível tarifário aos consumidores finais. A exemplo do investimento remunerável, a despesa do serviço também é auditada pela fiscalização do poder concedente. São diversos os formulários incluídos no relatório de prestação de contas, para o detalhamento de alguns itens de despesa. Dentre os gastos incorridos pelas concessionárias, a despesa de pessoal é a que sofre a maior averiguação. Para esta despesa é estipulado um limite para pagamento de benefícios aos empregados, cujos valores não podem ser superiores a 12% da remuneração dos mesmos.

Na Tabela 9 demonstra-se o comportamento das despesas da empresa objeto de estudo, referente ao exercício de 20x1.

**Tabela 9 – Apuração da despesa do serviço**

<b>A N E E L      P R E S T A Ç Ã O   A N U A L   D E   C O N T A S</b>	Valores
<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>	em R\$ mil
<b>DISCRIMINAÇÃO</b>	<b>20x1</b>
<b>DESPESA DO SERVIÇO</b>	<b>641.053</b>
Pessoal	150.220
(-) Excesso de Benefícios	(4.200)
Material	7.500
Serviço de Terceiros	28.900
Energia Elétrica Comprada para Revenda	320.000
Depreciação/Amortização	35.650
COFINS / PASEP	16.250
Despesas Gerais e Outras	30.520
Quota para CCC	15.600
Quota para RGR	18.452
V. M. função taxa de Câmbio - Itaipu - Até o vcto	8.261
V. M. função taxa de Câmbio - emprést. Financ.	12.650
Perda Desativação/Alienação Bens e Direitos	1.250

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pelo DNAEE (atual ANEEL) com dados da Celesc.

A empresa incorreu numa despesa do serviço de R\$ 641.053 mil contra uma prevista de R\$ 604.732 mil no custo projetado. Esta diferença foi em consequência dos aumentos decorrentes dos efeitos inflacionários sobre a economia. Como a despesa de pessoal ficou acima dos limites estipulados, a fiscalização da ANEEL efetuou glosas, cujo valor monta em R\$ 4.200 mil, conforme demonstrado na rubrica ‘excesso de benefícios’. Considerando que a compra de energia oriunda de Itaipu binacional é em dólar, assim como os empréstimos e financiamentos externos, a empresa incorreu em gastos com variações monetárias em função da taxa de câmbio, sendo reconhecidas na despesa do serviço. Estas variações não foram consideradas no custo projetado, pois o mesmo é elaborado a preços constantes. Também foram lançadas na despesa as parcelas dedutíveis da receita, quais sejam, a COFINS/PASEP e a quota para RGR.

Assim, o custo do serviço prestado atinge o montante hipotético de R\$ 695.306 mil, sendo decorrente da remuneração garantida (real) de R\$ 54.253 mil, mais a despesa do serviço, conforme sumarizado na Tabela 10.

**Tabela 10 – Cálculo do custo do serviço realizado da Celesc**

<b>A N E E L      P R E S T A Ç Ã O   A N U A L   D E   C O N T A S</b>	Valores
<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>	em R\$ mil
<b>DISCRIMINAÇÃO</b>	<b>20x1</b>
Remuneração Garantida	54.253
Despesa do Serviço	641.053
<b>Custo do Serviço</b>	<b>695.306</b>

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pelo DNAEE (atual ANEEL) com dados da Celesc.

Com o valor do custo do serviço é possível determinar a suficiência ou insuficiência tarifária da Celesc, conforme demonstrado no próximo passo.

### *3º passo – a suficiência/insuficiência tarifária*

Supondo que o mercado de energia elétrica, na área de concessão da empresa objeto do estudo, tenha crescido 5,2% no exercício de 20x1, faz com que este mercado atinja o nível de 8.631.375 MWh. Considerando que a tarifa negociada com o poder concedente foi de R\$ 72,84 / MWh, a resultante será uma receita de fornecimento líquida de R\$ 628.709 mil, (72,84 x 8.631.375). Na Tabela 11 está demonstrada a nova receita do serviço.

**Tabela 11 – Cálculo da receita do serviço realizada da Celesc**

<b>A N E E L      P R E S T A Ç Ã O   A N U A L   D E   C O N T A S</b>	Valores
<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>	em R\$ mil
<b>DISCRIMINAÇÃO</b>	<b>20x1</b>
<b>RECEITA DO SERVIÇO</b>	<b>675.774</b>
Fornecimento líquido	628.709
Suprimento	4.427
Outras Receitas e Rendas	40.088
Ganhos na Desativação/Alienação de Bens e Direitos	2.550

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pelo DNAEE (atual ANEEL) com dados da Celesc.

Verifica-se que a receita do serviço ficou abaixo do custo realizado, trazendo prejuízo para a concessionária. Com esta receita é possível determinar a remuneração real auferida pela empresa:

$$\text{Remuneração Real} = \frac{\text{Receita do Serviço} - \text{Despesa do Serviço}}{\text{Investimento remunerável}} \times 100$$

$$\text{Remuneração Real} = \frac{675.774 - 641.053}{832.243} \times 100$$

$$\text{Remuneração Real} = \frac{34.721}{542.526} \times 100$$

$$\text{Remuneração Real} = 6,4\% \text{ a.a.}$$

Observe-se que a remuneração real ficou abaixo da garantida, que é de 10% a.a.. Tal fato fez com que a empresa tivesse uma insuficiência, que pode ser calculada da seguinte maneira:

Receita do serviço realizado = R\$ 675.774 mil

Custo do serviço realizado = R\$ 695.306 mil

Insuficiência = R\$ 19.532 mil

Assim, se a receita do serviço fosse aquela realizada mais a insuficiência, a remuneração teria sido de 10% a.a., conforme demonstrado a seguir:

$$\text{Remuneração} = \frac{(\text{Receita do Serviço} + \text{insuficiência}) - \text{Despesa do Serviço}}{\text{Investimento remunerável}} \times 100$$

$$\text{Remuneração} = \frac{(675.774 + 19.532) - 641.053}{542.526} \times 100$$

$$\text{Remuneração} = \frac{54.253}{542.526} \times 100$$

$$\text{Remuneração} = 10\% \text{ a.a.}$$

No setor elétrico brasileiro foram criados vários mecanismos para a manutenção do equilíbrio econômico financeiro da concessão, entre os quais destaca-se a CRC. Em referida conta, era registrada a diferença entre a remuneração garantida, inserida no custo do serviço projetado, para definição das tarifas, e a remuneração real baseada no custo realizado anual.

Esta diferença, se a remuneração real fosse menor do que a garantida, seria chamada de *insuficiência*, que no estudo de caso atingiu o valor de R\$ 19.532 mil. A mesma deve ser ‘registrada’ na CRC, em uma conta de ativo, para futura compensação. Cabe ressaltar que, se a remuneração real tivesse sido superior à permitida, a empresa teria que depositar a diferença numa conta vinculada no Banco do Brasil S/A.

Em 1993 foi editada a Lei nº 8.631, regulamentada através do Decreto nº 774 do mesmo ano, que extinguiram este mecanismo de compensação, denominado CRC, bem como acabaram com o regime de remuneração garantida. Um novo nível tarifário foi estabelecido às concessionárias de energia elétrica, através do custo do serviço, sendo que a sua manutenção, para garantia do equilíbrio do contrato, deu-se através da aplicação da fórmula paramétrica. Esta, por sua vez,

previa a correção dos gastos através da inflação interna da empresa, conforme está evidenciado na Figura 18.

<b>Parâmetros</b>	<b>Indexador</b>
Energia comprada da ITAIPU	Tarifa em dólar e a cotação do dólar
Transporte energia da ITAIPU	Tarifa de transporte de energia
Compra de energia (demais)	Tarifa média de compra de energia
Pessoal e encargos sociais	Valor do salário médio
Materiais, serviços terceiros e outras despesas	Valor do Índice Geral de Preços do Mercado – IGP-M
RGR e tributos	Valor do IGP-M
Serviço da dívida - nacional	TR (Taxa Referencial)
Serviço da dívida - estrangeira	Cotação do dólar
Expansão, melhoria e aperfeiçoamento do sistema elétrico	Índice do Custo Nacional da Construção Civil e Obras Públicas - Obras Hidroelétricas, coluna 15, da FGV

Figura 18 – Decomposição da fórmula paramétrica com seus indexadores

Fonte: elaborado pelo autor

Cada parâmetro possuía um peso específico no total dos gastos da concessionária, que multiplicado pela variação do indexador, resultava no índice de reajuste tarifário para o período em análise.

Com o advento do Plano Real, as tarifas foram convertidas para esta nova referência monetária pela média dos últimos meses. A fórmula paramétrica deixou de ser aplicada, ao tempo em que foram inseridas as novas regras do setor. Os reajustes tarifários, que a princípio estavam vinculados à decisão da equipe econômica do governo, foram condicionados às novas regras incorporadas aos contratos de concessão.

### **6.3 O modelo *price cap***

O modelo de regulação pelo *price cap* tem como característica, não só o estabelecimento de um preço teto, mas a sua indexação através de critérios de reajustes e revisões tarifárias que mantenham o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, previamente ajustado com as empresas. A determinação de um *fator* é fundamental para o agente regulador garantir que os



ganhos de eficiência e produtividade, auferidos pelas concessionárias, sejam repartidos com os consumidores.

A fórmula paramétrica, que vinha sendo aplicada no setor, desde 1993, possui as características deste modelo, exceto quanto ao *fator*, que não faz parte da sua composição, sendo esta a precursora do atual modelo.

As empresas que renovaram as concessões negociaram com a ANEEL o novo contrato de concessão. Nestas condições encontra-se a Celesc, cuja assinatura do contrato ocorreu no dia 22 de julho de 1999. Neste contrato, entre outras, foi negociada a cláusula na qual a concessionária tem que manter um padrão mínimo de qualidade de atendimento e fornecimento de energia aos seus clientes. Também consta uma cláusula em que a tarifa definida garante o seu equilíbrio econômico-financeiro, bem como algumas regras que estabelecem os critérios de reajustes e revisões tarifárias.

O reposicionamento tarifário da Celesc foi negociado em junho de 1999, antes da assinatura do contrato. O critério utilizado para apuração foi com base no PMEF, que, conforme visto anteriormente, é um sistema eletrônico, onde são inseridos os dados econômico-financeiros, realizados e projetados, tendo como resultado as demonstrações contábeis, o custo do serviço, a receita de equilíbrio, entre outros. O PMEF elaborado pela empresa foi encaminhado à ANEEL, que fez sua análise e acabou estabelecendo os critérios para a determinação do novo nível tarifário. Nestas condições foi assinado o contrato de concessão, sendo que os reajustes tarifários concedidos passaram a ser através da aplicação da fórmula do IRT (índice de reajuste tarifário), cuja periodicidade é anual. Ocorre que as variações de custo incorridas pelas empresas no decorrer do período vêm provocando desequilíbrio financeiro, que não são recuperados no momento do reajuste tarifário.

Assim, na seqüência estão os procedimentos que levaram à definição da tarifa de equilíbrio econômico-financeiro da concessionária e o conseqüente desequilíbrio, provocado pelos incrementos de custos incorridos.

### **6.3.1 O equilíbrio econômico-financeiro**

Para definição do equilíbrio econômico-financeiro da concessão, a ANEEL utilizou-se do custo do serviço da Celesc, cujos números hipotéticos são demonstrados na Tabela 12.

Tabela 12 – Custo do serviço, projetando os exercícios de 1999 e 2000

Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A			Valores em R\$ mil
DISCRIMINAÇÃO	1998	1999	2000
<b>INVESTIMENTO REMUNERÁVEL</b>	<b>851.928</b>	<b>872.150</b>	<b>926.828</b>
<b>Parcelas Aditivas</b>	<b>1.500.534</b>	<b>1.562.114</b>	<b>1.699.071</b>
Ativo Imobilizado Intangível	2.141	2.141	2.141
Ativo Imobilizado em Serviço	1.496.604	1.558.184	1.695.141
Ativo Diferido em Serviço	1.790	1.790	1.790
Almoxarifado	-	-	-
<b>Deduções</b>	<b>648.606</b>	<b>689.964</b>	<b>772.243</b>
Depreciação Acumulada	500.126	529.993	589.160
Amortização Acumulada	747	747	747
Obrigações Especiais	147.733	159.224	182.336
<b>Receita do Serviço</b>	<b>998.789</b>	<b>1.063.903</b>	<b>1.122.064</b>
Fornecimento Líquido	970.453	1.017.441	1.073.554
Suprimento	10.385	4.862	4.984
Outras	17.951	41.600	43.526
<b>Despesa do Serviço</b>	<b>956.978</b>	<b>1.027.985</b>	<b>1.071.673</b>
Pessoal	211.310	247.794	247.738
Material	18.005	12.144	12.651
Serviço de Terceiro	78.627	64.449	69.093
Energia Comprada	462.895	562.458	595.321
Depreciação / amortização	50.296	55.978	63.274
COFINS / PASEP	33.637	49.950	54.621
Compensação Financeira Utilização Rec. Hídricos	294	198	205
Despesas Gerais e Outras	101.914	35.014	28.771
<b>Encargos do consumidor</b>	<b>51.746</b>	<b>65.762</b>	<b>69.202</b>
Quota para RGR	18.789	19.317	20.511
Quota para CCC	30.527	43.864	46.111
Taxa de Fiscalização	2.430	2.581	2.581
<b>REMUNERAÇÃO OBTIDA R\$ mil</b>	<b>(12.365)</b>	<b>(32.424)</b>	<b>(21.392)</b>
<b>REMUNERAÇÃO OBTIDA (%)</b>	<b>-1,45%</b>	<b>-3,72%</b>	<b>-2,31%</b>

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pela ANEEL

Este custo do serviço, que foi elaborado a partir do PMEF, apresentou como resultado uma remuneração, em 1999, de -3,72%, demonstrando uma situação de desequilíbrio, já constatada em 1998, cujos valores são realizados.

A situação de equilíbrio era definida a partir de uma remuneração garantida de 10% a.a. sobre o investimento remunerável. Agora, a nova receita de venda necessária para o equilíbrio é feita a partir dos dividendos mínimos garantidos aos acionistas, através dos estatutos da companhia.

Assim, no caso da Celesc, para apuração da nova receita de venda, do exercício de 1999, foram adotados os seguintes procedimentos:

- os dividendos correspondem a 12% do capital da companhia. Como o PMEF é feito numa planilha eletrônica, onde ocorre a projeção das demonstrações financeiras, foi

possível o cálculo dos dividendos, aplicando-se o percentual supracitado sobre o capital social inicial mais a reinversão de dividendos e os aumentos de capital ocorridos durante o exercício de 1999. Supondo que o dividendo estatutário (DIVEST) apurado foi de R\$ 89.602 mil, é possível determinar os demais valores.

- b) Para a determinação do lucro líquido, adiciona-se ao dividendo apurado acima, o valor destinado à reserva legal (RL), cujo percentual é de 5% do referido lucro.

$$\text{Lucro Líquido} = \frac{\text{DIVEST}}{(1 - 0,05)}$$

$$\text{Lucro Líquido} = \frac{\text{R\$ } 89.602 \text{ mil}}{0,95}$$

$$\text{Lucro Líquido} = \text{R\$ } 94.318 \text{ mil}$$

- c) Para a apuração do imposto de renda (alíquota de 25%) e da contribuição social (8%) deverá ser considerado no lucro líquido o valor da depreciação da correção monetária especial (DepCME) que, apesar de não ser aceita pela ANEEL no custo do serviço, é reconhecida pela legislação do imposto de renda.

$$\text{Imposto de Renda (IR)} = \left( \frac{\text{DIVEST} + \text{RL} + \text{DepCME}}{(1 - 0,25)} \right) \times 0,25$$

$$\text{Imposto de Renda (IR)} = \left( \frac{89.602 + 4.716 + 15.825}{0,75} \right) \times 0,25$$

$$\text{Imposto de Renda (IR)} = \text{R\$ } 36.714 \text{ mil}$$

No caso da contribuição social, deve-se considerar na base de cálculo também o valor do imposto de renda.

$$\text{Contribuição Social (CS)} = (\text{DIVEST} + \text{RL} + \text{DepCME} + \text{IR}) \times 0,08$$

$$\text{Contribuição Social (CS)} = (89.602 + 4.716 + 15.825 + 36.714) \times 0,08$$

$$\text{Contribuição Social (CS)} = \text{R\$ } 11.748 \text{ mil}$$

Assim, o Lucro Antes do Imposto de Renda (LAIR), pode ser calculado da seguinte maneira:

$$\text{LAIR} = \text{DIVEST} + \text{RL} + \text{IR} + \text{CS}$$

$$\text{LAIR} = 89.602 + 4.716 + 36.714 + 11.748$$

$$\text{LAIR} = \text{R\$ } 142.780 \text{ mil}$$

Observe-se que não foi considerado no LAIR a depreciação da CME, pois, conforme visto, a mesma não é aceita para a determinação do nível tarifário.

- d) Os gastos operacionais já estão disponibilizados no custo do serviço constante da Tabela 11, quais sejam, a despesa do serviço e os encargos sobre a tarifa (EST). Ressalte-se que deverá ser dado tratamento diferenciado ao cálculo da COFINS/PASEP.

A despesa operacional (DOP) a ser considerada será:

$$DOP = \text{despesa do serviço} - \text{COFINS/PASEP}$$

$$DOP = 1.027.985 - 49.850$$

$$DOP = R\$ 978.035 \text{ mil}$$

Os encargos sobre a tarifa (EST) montam em:

$$EST = \text{RGR} + \text{CCC} + \text{Taxa de fiscalização}$$

$$EST = 19.317 + 43.864 + 2.581$$

$$EST = R\$ 65.762 \text{ mil}$$

- e) Também são considerados no cálculo da nova receita o resultado não operacional (RTNOP) e os encargos financeiros (ENC). Nestes últimos estão contemplados a parcela dos encargos incidentes sobre os empréstimos e financiamentos, que efetivamente foram utilizados no financiamento do sistema e já constituem o investimento remunerável. Em 1999 este valor montou em R\$ 10.898 mil. Quanto ao não operacional, o saldo positivo de R\$ 3.952 mil foi decorrente das projeções efetuadas pela Celesc. Considerando que todos os valores são conhecidos, é possível determinar a nova receita de venda, sabendo que a COFINS/PASEP é de 3,65% sobre a receita.

$$\text{Nova receita de venda} = \frac{\text{LAIR} + \text{DOP} + \text{EST} + \text{ENC} - \text{RTNOP}}{1 - \text{COFINS/PASEP}}$$

$$\text{Nova receita de venda} = \frac{142.780 + 978.035 + 65.762 + 10.898 - 3.952}{1 - 0,0365}$$

$$\text{Nova receita de venda} = \frac{1.193.523}{0,9635}$$

Nova receita de venda = R\$ 1.238.737 mil

Ressalte-se que no modelo utilizado pela ANEEL não é levado em consideração, para efeito de cálculo da COFINS e do PASEP, o ICMS incidente sobre as vendas. Como referida contribuição

incide sobre a receita bruta, as concessionárias acabam incorrendo em um gasto não recuperável. A nova receita de venda da Celesc é apresentada na Tabela 13.

**Tabela 13 – Receita para o equilíbrio econômico**

<b>Agência Nacional de Energia Elétrica - A N E E L</b>		Valores
<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>		em R\$ mil
<b>DISCRIMINAÇÃO</b>		<b>1.999</b>
<b>NRV</b>	<b>Nova Receita de Venda</b>	<b>1.238.737</b>
C/P	COFINS/PASEP	45.214
DOP	Despesa Operacional	978.035
EST	Encargos sobre Tarifas	65.762
ENC	Encargos Financeiros	10.898
RTNOP	Resultado Não Operacional	(3.952)
<b>LAIR</b>	<b>Lucro Antes do Imposto de Renda</b>	<b>142.780</b>
CS	Contribuição Social	11.748
PIR	Provisão para Imposto de Renda	36.714
RL	Reserva Legal	4.716
DIVEST	Dividendo Estatutário	89.602

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pela ANEEL com dados da Celesc.

Na realidade, esta nova receita de venda é aquela equivalente à Receita do Serviço, constante da Tabela 12. Para determinação do novo nível tarifário, faz-se necessário deduzir da mesma, as outras receitas e dividir o resultado pelo consumo previsto para o exercício de 1999.

$$\text{Nível Tarifário} = \frac{\text{Nova receita de venda} - \text{outras receitas}}{\text{Consumo (GWh)}}$$

$$\text{Nível Tarifário} = \frac{1.238.737 - 41.600}{11.421}$$

$$\text{Nível Tarifário} = \text{R\$ } 104,82 / \text{MWh}$$

Considerando que o atual nível tarifário é de R\$ 89,51 / MWh, a necessidade de reajuste será de 17,10%.

No entanto, todos estes procedimentos para a determinação do novo nível tarifário serviram apenas como base de referência à ANEEL. Os critérios adotados pela mesma foram, primeiramente, a definição da receita base para o reajuste; em seguida a subdivisão do custo do serviço em gastos gerenciáveis e não gerenciáveis; e a identificação das pressões de custos que estariam afetando a empresa, no decorrer do ano de 1999.

*1º passo – apuração da receita anual (RA)*

A receita utilizada para o cálculo do reposicionamento tarifário foi definida com base no acompanhamento de mercado padronizado – AMP. Trata-se do relatório oficial que as concessionárias encaminham à ANEEL, mensalmente, com informações do mercado, do faturamento líquido e do suprimento. Ao final de cada exercício é feita a prestação de contas (PAC), onde são repassados à ANEEL os valores definitivos da receita e da despesa. O valor apurado pela ANEEL, através do AMP do exercício de 1998, para a receita anual inicial, atingiu o montante hipotético de R\$ 979.720 mil.

*2º passo – os gastos gerenciáveis e não gerenciáveis*

A receita anual foi subdividida em duas parcelas. O *valor da parcela A (VPA)* é aquela que corresponde aos gastos não gerenciáveis, entendendo-se como tal a energia comprada das empresas geradoras, os encargos decorrentes da transmissão desta energia (transporte Furnas, uso e conexão do sistema de transmissão, ONS e MAE) e os encargos do consumidor (RGR, CCC, taxa de fiscalização da ANEEL e compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos). A variação de custos incorrida em cada um dos gastos referenciados, do início até o final do período (um ano), irá compor o índice de reajuste a ser concedido à concessionária.

Quanto aos gastos gerenciáveis, que corresponde ao *valor da parcela B (VPB)* da receita anual, representam aqueles necessários à operação, manutenção e expansão do sistema elétrico, bem como à parcela de remuneração do capital. O seu valor, na assinatura do contrato, foi obtido da seguinte maneira:

$$\text{Gastos Gerenciáveis (VPB)} = \text{Receita Anual (RA)} - \text{Gastos não Gerenciáveis (VPA)}$$

Estes gastos sofrem o efeito da variação do IGP-M, também relativo ao período de um ano. Ressalte-se que neste reposicionamento tarifário foi considerada a variação do IGP-M, de janeiro a maio de 1999, cujo índice, de 7,89%, incidiu sobre a parcela da receita correspondente aos gastos gerenciáveis (VPB).

*3º passo – pressões de custos*

Em 1999 alguns itens exerceram forte pressão sobre os custos das concessionárias. Entre eles estão as desvalorizações cambiais, com seus efeitos na energia comprada oriundas da Itaipu

binacional; os efeitos da desverticalização do setor provocando incrementos nos custos de transmissão; e dos encargos setoriais, notadamente os de consumo de combustível (CCC). Na seqüência detalha-se a forma como cada um dos elementos que compõem os gastos não gerenciáveis foi afetado.

*a) Efeitos da desvalorização cambial*

Os gastos incorridos com a energia comprada, oriunda de Itaipu, são efetuados em moeda estrangeira. As faturas são emitidas em dólar americano e pagas pelo montante de reais correspondente na data do efetivo pagamento.

A desvalorização cambial afetou os custos das concessionárias que compram a energia de Itaipu, de duas maneiras distintas. Na primeira, as empresas pagaram a variação cambial incidente sobre a fatura, sem a devida cobertura tarifária, no período de janeiro a maio de 1999. Este valor hipotético pago a maior, correspondente a R\$ 21.278 mil, também denominado de *excedente financeiro*, foi dividido pela receita anual, com o objetivo de encontrar o percentual a ser considerado na tarifa. Destaque-se que a validade deste percentual é por 12 meses.

Na segunda, avalia-se o impacto do aumento da taxa do dólar, sobre os gastos futuros com este custo, denominado pela ANEEL de *ajuste de nível*. Para a determinação do *ajuste*, e considerando a oscilação cambial existente, o poder concedente negociou com as empresas do setor um valor teto para a taxa de câmbio de R\$ 1,65 / US\$, que cotejado com aquela cotação do dia 30/12/98 (R\$ 1,2083 / US\$), teria como resultante uma variação cambial de 35,56%. Esta variação, aplicada à despesa incorrida com a compra da energia de Itaipu, cujo valor foi de R\$ 133.599 mil, em 1998, atinge o montante de R\$ 182.437 mil.

*b) Efeitos da desverticalização do setor*

A conseqüência da reestruturação do setor elétrico foi a separação das atividades, dentro de uma nova modalidade de contratação de energia, com novos agentes atuando no mercado. Os contratos antigos celebrados com as distribuidoras foram substituídos pelos contratos iniciais de compra de energia com as geradoras e de serviços de transmissão com as transmissoras.

No caso da Eletrosul, a mesma teve suas atividades subdivididas em geração e transmissão, sendo que a primeira foi privatizada, constituindo-se na empresa Gerasul S/A. A atividade de transmissão de energia continuou com a Eletrosul. Tal fato impôs a necessidade de

reposicionamento da tarifa de geração e transmissão, com o conseqüente efeito nos incrementos dos encargos de compra de energia por parte das distribuidoras.

Até agosto de 1998 a Celesc pagava à Eletrosul uma fatura, cuja tarifa média atingia o valor hipotético de R\$ 37,35 /MWh. Considerando-se que o consumo de energia, naquele ano, na área de concessão da Celesc, foi de GWh 7.820,6, o custo total desta compra seria de R\$ 292.128 mil. Com a separação das atividades, este custo ficou conforme demonstrado na Tabela 14.

**Tabela 14 – Estrutura de custo no modelo desverticalizado**

<b>Empresas</b>	<b>Consumo G Wh</b>	<b>Tarifa R\$ / MWh</b>	<b>Custo R\$ mil</b>
<b>Gerasul</b>	<b>7.820,6</b>	<b>27,77</b>	<b>217.142</b>
<b>Eletrosul</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>76.932</b>
<b>Total</b>			<b>294.074</b>

Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que o custo total incorrido pela Celesc, no que concerne aos encargos decorrentes da compra de energia, praticamente manteve-se inalterado, apresentando uma diferença de apenas 0,67% (294,1/ 292,1).

De acordo com os dados apresentados pela ANEEL, o custo total da energia comprada, atingiu o montante hipotético de R\$ 312.381 mil, incluindo neste os demais contratos de energia. A diferença a maior imputada às concessionárias em função da desverticalização, a ser considerada no reposicionamento, foi 1,63%, equivalente a R\$ 5.092 mil.

Além disso, como decorrência da reestruturação, a operação e gestão do sistema elétrico ficaram sob a responsabilidade do MAE e ONS. As associadas passaram a custear estes agentes, sendo que para o MAE a Celesc incorreu num custo hipotético de R\$ 1.903 mil por ano, enquanto que os dispêndios para com o ONS atingiram R\$ 108 mil/ ano.

#### *c) Efeitos dos Encargos Setoriais*

Os acréscimos de custos devidos às quotas de CCC e RGR foram considerados pela significativa magnitude da majoração, merecendo tratamento semelhante ao adotado para o caso da variação cambial nas compras de Itaipu.



O *excedente financeiro* corresponde ao desembolso adicional apresentado pela diferença entre valores fixados da CCC e RGR para 1999 e 1998, no período de fevereiro a maio de 1999, a ser considerado na tarifa pelo prazo de 12 meses. Os valores hipotéticos estão apresentados na Tabela 15.

**Tabela 15 – Excedente financeiro dos encargos intra-setoriais**

R\$ mil	Valor fixado		Valor mensal		Incremento mensal	Incrém. Fev/Maio	
	1998	1999	1998	1999		R\$ mil	%
CCC	30.527	43.870	2.544	3.656	1.112	4.448	14,57%
RGR	20.176	20.870	1.681	1.739	58	232	1,15%
<b>Total</b>	<b>50.702</b>	<b>64.740</b>	<b>4.225</b>	<b>5.395</b>	<b>1.170</b>	<b>4.679</b>	<b>9,23%</b>

Fonte: Elaborado pelo autor com dados da Celesc.

Na primeira coluna estão os valores fixados pela ANEEL para os exercícios de 1998 e 1999, enquanto na segunda são os mesmos valores, porém demonstrados de forma mensal. Tal fato resulta num incremento de custo da ordem de R\$ 1.170 mil, por mês, e R\$ 4.679 mil para o período de fevereiro a maio de 1999. Como não havia cobertura tarifária para este incremento, foi reconhecido o excedente financeiro. No caso da CCC, o valor desembolsado a maior deveria ser de R\$ 4.448 mil, no entanto, o poder concedente só reconheceu R\$ 3.148 mil. Como os valores fixados passam a fazer parte da estrutura de custos da Celesc, também deverá ser considerado o *ajuste de nível*, cujo impacto incorpora às novas tarifas, da mesma forma como foi feito para a Itaipu. Com base nestas informações, foi elaborada a Tabela 16, onde se demonstra o reflexo da pressão dos custos sobre os gastos da empresa.

Tabela 16 – Cálculo da revisão das tarifas de fornecimento

<b>Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL</b>			
<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>			
Valores em R\$ mil			
<b>DISCRIMINAÇÃO</b>	<b>Data de referência anterior</b>	<b>Reajuste em processamento</b>	<b>Variação</b>
<b>RECEITA ANUAL</b>	<b>979.720</b>	<b>1.103.770</b>	<b>12,66%</b>
Fornecimento	969.137		
Suprimento	10.584		
<b>VPA - GASTOS NÃO GERENCIÁVEIS</b>	<b>519.493</b>	<b>589.471</b>	<b>13,47%</b>
<b>Energia Comprada para Revenda</b>	<b>445.981</b>	<b>499.910</b>	<b>12,09%</b>
Geração	312.381	317.473	1,63%
Itaipu	133.599	182.437	36,56%
<b>Transmissão</b>	<b>20.079</b>	<b>22.090</b>	<b>10,01%</b>
Transporte Furnas	20.079	20.079	0,00%
ONS		108	-
MAE		1.903	-
<b>Encargos</b>	<b>53.433</b>	<b>67.470</b>	<b>26,27%</b>
Quota para RGR	20.176	20.870	3,44%
Subvenções - CCC	30.527	43.870	43,71%
Taxa de Fiscalização	2.455	2.455	0,00%
Compensação Financeira	275	275	0,00%
<b>VPB - GASTOS GERENCIÁVEIS</b>	<b>460.228</b>	<b>514.300</b>	<b>11,75%</b>

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pela ANEEL com dados da Celesc.

A receita anual, constante da coluna ‘reajuste em processamento’, foi obtida através do somatório das parcelas VPA e VPB, devidamente corrigidas. Esta receita de fornecimento, cujo valor atinge o montante de R\$ 1.103.770 mil passa a ser aquela em que é possível o restabelecimento do equilíbrio econômico-financeiro da Celesc, de acordo com os critérios estabelecidos pela ANEEL, sendo necessário um reposicionamento tarifário de 12,66%.

Porém, no resultado apresentado através do PMEF, a receita para o equilíbrio teria que ser de R\$ 1.197.137 mil (R\$ 1.238.737 mil da Tabela 14 deduzido de R\$ 41.600 mil da Tabela 13), com uma necessidade de reposicionamento de 17,10%. Denota-se, portanto, uma diferença de 3,94% entre os dois critérios de apuração do equilíbrio, ou R\$ 93.367 mil por ano.

Cabe ressaltar que a variação do IGP-M, para correção do VPB, foi de 7,89%. No entanto, a ANEEL considerou que, frente aos resultados do modelo de avaliação de equilíbrio econômico (PMEF), indicando uma necessidade tarifária maior do que a resultante do levantamento de

impactos de custos nos critérios da revisão, havia condições para contemplar um índice um pouco superior nessa rubrica, tendo sido adotado 11,75% de inflação.

Em relação ao excedente financeiro sobre os gastos incorridos com a Itaipu, CCC e RGR, os mesmos foram considerados na tarifa, sendo calculados conforme Tabela 17.

**Tabela 17 – Cálculo do ajuste tarifário**

<b>Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL</b>		
<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>		
<b>DISCRIMINAÇÃO</b>	<b>R\$ mil</b>	<b>%</b>
Receita Anual anterior (1998)	979.720	100,00%
Excedente de ITAIPU	23.278	2,38%
Excedente de CCC/RGR	3.660	0,37%
<b>AJUSTE TARIFÁRIO</b>		<b>2,75%</b>

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pela ANEEL com dados da Celesc.

O reposicionamento tarifário final, concedido à Celesc, foi de 15,41%. A diferença em relação aos 12,66% é em função do reconhecimento do excedente financeiro de 2,75%. Ressalte-se que este percentual será considerado na tarifa pelo período de 12 meses.

O contrato de concessão da Celesc foi assinado em 22 de julho de 1999, com esse nível tarifário apurado pela ANEEL. Na ocasião, a empresa também declarou que a tarifa era suficiente para o seu equilíbrio econômico-financeiro, a despeito dos resultados apresentados no PMEF.

Assim, os reposicionamentos passaram a ter periodicidade anual, sempre na mesma data da assinatura do contrato. As condições para tal foram estabelecidas em lei, bem como constam do contrato, através da cláusula que trata dos índices de reajustes tarifários .

### **6.3.2 O Índice de Reajuste Tarifário**

Na concessão dos reajustes anuais, a ANEEL estabeleceu critérios para que as concessionárias pudessem elaborar a sua proposta tarifária. Estes critérios contemplam, basicamente, o período de apuração dos dados; o índice de variação da inflação a ser utilizado; os procedimentos para apuração da receita anual; e dos encargos decorrentes da compra de energia, conforme detalhamento demonstrado com dados hipotéticos da Celesc.

a) *Período de apuração*

O período de apuração vai de julho de 1999 a junho de 2000, sendo decomposto em duas datas. Na primeira, as informações levantadas levam em consideração os gastos realizados pela empresa, quando do último reajuste concedido, sendo esta a *data de referência anterior*. A outra data é a do *reajuste em processamento*, que contempla os dados relativos ao período considerado.

b) *Índice de variação da inflação - IVI*

A inflação utilizada para correção da parcela B foi o índice geral de preços ao mercado – IGP-M, da Fundação Getúlio Vargas. A variação no período considerado foi de 14,44%.

c) *Receita Anual – RA*

A receita anual, na *data de referência anterior*, refere-se a de fornecimento e suprimento de energia, sendo apurada no período considerado, conforme detalhamento constante da Tabela 18.

**Tabela 18 – Apuração da Receita Anual**

<b>Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL</b>			
<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>			
<b>RECEITA ANUAL - R\$ mil</b>			
<b>Mês/Ano</b>	<b>Fornecimento</b>	<b>Suprimento</b>	<b>Total</b>
Jul/99	94.637	662	95.299
Ago/99	95.752	651	96.403
Set/99	101.281	655	101.937
Out/99	96.219	714	96.933
Nov/99	95.274	600	95.874
Dez/99	100.120	682	100.802
Jan/00	101.172	679	101.851
Fev/00	104.619	687	105.306
Mar/00	109.528	752	110.280
Abr/00	100.695	715	101.411
Mai/00	103.285	757	104.041
Jun/00	94.327	498	94.825
<b>RA TOTAL</b>	<b>1.196.910</b>	<b>8.052</b>	<b>1.204.962</b>

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pela ANEEL

Estas informações estão de acordo com aquelas prestadas pela Celesc, no AMP.

d) *Encargos*

Os valores dos encargos, constantes na Tabela 19, que compõem a *data de referência anterior*, são aqueles que vigoravam na época da assinatura do contrato de concessão, conforme pode ser observado na coluna *reajuste em processamento* da Tabela 16.

**Tabela 19 – Apuração dos encargos intra-setoriais**

<b>Agência Nacional de Energia Elétrica - A N E E L</b>		
<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>		
<b>Discriminação</b>	<b>Data de Referência Anterior</b>	<b>Reajuste em Processamento</b>
Quota para RGR	20.870	24.096
Quota para RGR - ajuste		6.874
Subvenções CCC	43.870	93.959
Compensação Financeira	240	270
Taxa de fiscalização da Aneel	2.455	2.751
<b>T O T A L - R\$ mil</b>	<b>67.435</b>	<b>127.950</b>

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pela ANEEL

Em relação ao *reajuste em processamento*, os dados referem-se àqueles divulgados pela ANEEL, através de suas resoluções. Observa-se que o incremento ocorrido no período foi significativo, tendo sido provocado pelo rateio do consumo de combustível (CCC) das termelétricas.

*e) Transmissão*

As informações contidas na Tabela 20 contemplam somente os encargos de uso da rede de transmissão, sem considerar o custo de geração, de acordo com as mudanças setoriais.

**Tabela 20 – Apuração dos encargos de Transmissão**

<b>Agência Nacional de Energia Elétrica - A N E E L</b>		
<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>		
<b>Discriminação</b>	<b>Data de Referência Anterior</b>	<b>Reajuste em Processamento</b>
Transporte Furnas	9.126	10.331
Rede Básica	82.499	94.621
Conexão	9.578	9.275
ONS	108	108
MAE	1.903	1.903
<b>T O T A L - R\$ mil</b>	<b>103.214</b>	<b>116.237</b>

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pela ANEEL com dados da Celesc S/A.

Os valores do ONS e MAE, na *data de referência anterior*, são os mesmos que foram utilizados para a determinação do equilíbrio econômico-financeiro, constante da Tabela 17. Em relação aos encargos da Rede básica e Conexão, estes foram estabelecidos com base na Resolução ANEEL nº 142, de 09 de junho de 1999, enquanto que o pagamento à furnas, com base na tarifa de transporte (todos os dados são hipotéticos mas alicerçados na realidade da Celesc).

## f) Geração

Com a reestruturação, a Celesc passou a incorrer em custos de Geração separados dos da Transmissão. Na Tabela 21 demonstra-se os procedimentos para a determinação dos custos de geração.

Tabela 21 – Apuração dos custos de geração

Período	Agência Nacional de Energia Elétrica - A N E E L							
	Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A							
	GERASUL		COPEL		Outros		CURTO	ITAIPÚ
	MWh	MW	MWh	MW	MWh	MW	PRAZO	kW
Jul/99	636.428	1.435	145.021	238	5.467	6	64.926	447.000
Ago/99	620.064	1.395	137.717	233	4.464	7	32.197	447.000
Set/99	625.991	1.392	121.809	233	5.566	9	22.609	445.000
Out/99	596.897	1.403	180.267	262	7.084	7	47.830	446.000
Nov/99	589.299	1.425	173.818	249	6.366	8	62.736	446.000
Dez/99	606.467	1.407	166.957	235	7.200	10	32.866	444.000
Jan/00	746.499	1.546	61.012	120	8.295	11	-	446.000
Fev/00	746.793	1.620	61.036	125	6.554	10	-	445.000
Mar/00	783.427	1.594	64.030	159	6.490	11	-	447.000
Abr/00	764.022	1.651	62.444	126	4.838	8	-	445.000
Mai/00	768.446	1.665	62.806	127	4.488	8	-	446.000
Jun/00	733.721	1.676	59.968	129	5.342	8	-	446.000
<b>TOTAL</b>	<b>8.218.054</b>	<b>18.209</b>	<b>1.296.885</b>	<b>2.236</b>	<b>72.154</b>	<b>104</b>	<b>263.164</b>	<b>5.350.000</b>
<b>DATA DE REFERÊNCIA ANTERIOR - DRA</b>								
Tarifa	24,38	1,72	24,57	1,73	25,19	9,27	62,92	33,86
R\$ mil	200.323	31.247	31.870	3.862	1.818	967	16.558	181.139
<b>TOTAL</b>	<b>231.570</b>		<b>35.731</b>		<b>2.784</b>		<b>16.558</b>	<b>181.139</b>
<b>REAJUSTE EM PROCESSAMENTO - DRP</b>								
Tarifa	30,48	2,15	28,32	1,99	29,10	10,54	73,13	36,58
R\$ mil	250.455	39.066	36.728	4.450	2.100	1.099	19.245	195.718
<b>TOTAL</b>	<b>289.522</b>		<b>41.179</b>		<b>3.198</b>		<b>19.245</b>	<b>195.718</b>

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pela ANEEL com dados da Celesc S/A.

Os valores expressos em R\$ mil, em DRA e DRP, foram apurados com base no mesmo montante de MWh (consumo de energia) e MW (demanda contratada), haja vista que o propósito é verificar a variação de preços incorridos no período.

As tarifas, na *data de referência anterior* (DRA), são aquelas vigentes quando da definição do equilíbrio do contrato. Utilizando, a título de exemplo, os dados da Gerasul, os valores constantes da DRA foram obtidos da seguinte maneira:

$$\text{DRA} = \text{Consumo de energia} \times \text{Tarifa (DRA)} + \text{Demanda} \times \text{Tarifa (DRA)}$$

$$DRA = 8.218.054 \text{ (MWh)} \times \text{R\$ } 24,38 / \text{MWh} + 18.209.000 \text{ (kW)} \times \text{R\$ } 1,72 / \text{KW}$$

$$DRA = \text{R\$ } 200.323 \text{ mil} + \text{R\$ } 31.247 \text{ mil}$$

$$DRA = \text{R\$ } 231.570 \text{ mil}$$

Para obtenção dos valores em DRP, são utilizados os mesmos procedimentos para os da DRA, ou seja, multiplica-se a última tarifa praticada pela geradora sobre os montantes da energia contratada, conforme discriminado abaixo.

$$\text{DRP} = \text{Consumo de energia} \times \text{Tarifa (DRP)} + \text{Demanda} \times \text{Tarifa (DRP)}$$

$$\text{DRP} = 8.218.054 \text{ (MWh)} \times \text{R\$ } 30,48 / \text{MWh} + 18.209.000 \text{ (kW)} \times \text{R\$ } 2,15 / \text{KW}$$

$$\text{DRP} = \text{R\$ } 250.455 \text{ mil} + \text{R\$ } 39.066 \text{ mil}$$

$$\text{DRP} = \text{R\$ } 289.522 \text{ mil}$$

O mesmo procedimento foi adotado para as demais geradoras. Ressalte-se que a variação de preços nas compras de energia de curto prazo ocorreram com base no IGP-M, por orientação da ANEEL, até que este mercado esteja regularizado. No caso de Itaipu, como as faturas são emitidas em dólar americano, a diferença de preço entre as duas datas é em função da variação cambial.

*g) IRT*

O índice de reajuste tarifário pode ser determinado de acordo com a fórmula completa, definida no contrato de concessão, a saber:

$$\text{IRT} = \frac{\text{VPA}_1 + \text{VPB}_0 \times (\text{IVI} \pm \text{X})}{\text{RA}}$$

Ressalte-se que na fórmula do *price cap* original do Reino Unido, as ‘parcelas A’ e ‘B’ formam uma única parcela, estando indexadas a um índice de inflação, ao ‘fator x’ e ao fator de qualidade dos serviços prestados. No caso do Brasil, considerando que são construídos, primeiramente, os aproveitamentos hidrelétricos (usinas) mais rentáveis e que a matriz energética vem requerendo uma maior diversificação (térmica a gás e carvão, eólica, solar, entre outras) o custo marginal de expansão da geração crescerá a taxas superiores a da inflação. Para evitar que as empresas distribuidoras tenham que absorver estes custos, foi criada a ‘parcela A’, também denominada de gastos não gerenciáveis, com a qual ocorre o repasse para os consumidores finais. Assim, somente a ‘parcela B’ (gastos gerenciáveis) passaram a ser indexados pelo IGP-M.

O  $VPA_1$ , que se refere ao montante dos gastos não gerenciáveis, na data do *reajuste em processamento*, tem sua composição demonstrada na Tabela 22. O  $VPB_0$  representa os gastos gerenciáveis na *data de referência anterior*.

**Tabela 22 – Apuração do índice de reajuste tarifário**

<b>Agência Nacional de Energia Elétrica</b>					
<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>					
Valores em R\$ mil					
<b>DISCRIMINAÇÃO</b>	<b>Data de Referência Anterior</b>	<b>Reajuste em Processamento</b>	<b>Análise Vertical DRA</b>	<b>Análise Horizontal</b>	<b>Composição do Índice</b>
Quota para RGR	20.870	24.096	1,73%	48,39%	0,84%
Quota para RGR - ajuste	-	6.874	0,00%		
Subvenções CCC	43.870	93.959	3,64%	114,18%	4,16%
Compensação Financeira	240	270	0,02%	12,50%	0,00%
Taxa de fiscalização da Aneel	2.455	2.751	0,20%	12,06%	0,02%
<b>ENCARGOS</b>	<b>67.435</b>	<b>127.950</b>	<b>5,60%</b>	<b>89,74%</b>	<b>5,02%</b>
Transporte Furnas	9.126	10.331	0,76%	13,20%	0,10%
Rede Básica	82.499	94.621	6,85%	14,69%	1,01%
Conexão	9.578	9.275	0,79%	-3,16%	-0,03%
ONS	108	108	0,01%	0,00%	0,00%
MAE	1.903	1.903	0,16%	0,00%	0,00%
<b>TRANSMISSÃO</b>	<b>103.214</b>	<b>116.237</b>	<b>8,57%</b>	<b>12,62%</b>	<b>1,08%</b>
Gerasul	231.570	289.522	19,22%	25,03%	4,81%
Copel	35.731	41.179	2,97%	15,25%	0,45%
Outras geradoras	2.784	3.198	0,23%	14,86%	0,03%
Curto Prazo	16.558	19.245	1,37%	16,22%	0,22%
Itaipu	181.139	195.718	15,03%	8,05%	1,21%
<b>GERADORAS</b>	<b>467.783</b>	<b>548.861</b>	<b>38,82%</b>	<b>17,33%</b>	<b>6,73%</b>
<b>TOTAL PARCELA A</b>	<b>638.431</b>	<b>793.048</b>	<b>52,98%</b>	<b>24,22%</b>	<b>12,83%</b>
<b>VALOR DA PARCELA B</b>	<b>566.531</b>	<b>658.479</b>	<b>47,02%</b>	<b>16,23%</b>	<b>7,63%</b>
<b>RECEITA ANUAL - RA</b>	<b>1.204.962</b>	<b>1.451.527</b>	<b>100,00%</b>	<b>20,46%</b>	<b>20,46%</b>

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pela ANEEL com dados da Celesc S/A.

Em relação ao IVI, o índice de inflação medido para o período foi de 14,44%. Porém, como houve alteração da data de ‘aniversário’ do reajuste, para o dia 8 de agosto de cada ano, foi considerado para a Celesc mais um mês de inflação, tendo a variação atingido 16,23%.

Quanto ao ‘fator x’, o mesmo terá valor zero durante os quatro primeiros reajustes anuais. Somente no quinto ano haverá a revisão das tarifas e a determinação de ‘x’.

No *reajuste em processamento*, os saldos das contas dos gastos não gerenciáveis (VPA) referem-se aos últimos preços praticados, projetados para o período de 12 meses. Verifica-se que o seu crescimento foi de 24,22%. Como o mesmo representava 52,98% da receita anual, o reflexo desta



rubrica na tarifa fica em 12,83% ( $0,2422 \times 52,98$ ). Quanto aos gastos gerenciáveis (VPB), que representavam 47,02% da Receita Anual, a atualização dos valores é feita com base na inflação passada, cujo reflexo na tarifa acabou atingindo o índice de 7,63%.

Aplicando-se a fórmula do IRT, tem-se o seguinte resultado:

$$\text{IRT} = \frac{793.048 + (566.531 \times 16,23\%)}{1.204.962}$$

$$\text{IRT} = \frac{793.048 + 658.479}{1.204.962}$$

$$\text{IRT} = 20,46\%$$

Com este reajuste, a receita para manutenção do equilíbrio do contrato passa a ser de R\$ 1.451.527 mil.

Observa-se que, de acordo com a metodologia proposta pela ANEEL, a recomposição da situação de equilíbrio é feita com base na inflação passada e nos efeitos que os últimos preços, praticados atualmente, terão nos próximos 12 meses. Neste caso não é levado em consideração qualquer estimativa de crescimento de preços para o referido período. Ressalte-se porém, que as perdas incorridas pela empresa são recuperadas no momento do reajuste concedido.

Por outro lado, ao se fazer uma análise mais depurada do incremento dos custos, verifica-se que a empresa sofreu desequilíbrio. Tal fato pode ser constatado através da evolução dos preços praticados pelos fornecedores de energia, cujos valores não sobem somente numa única data ao final do período, mas sim ao longo dos meses.

### **6.3.3 O desequilíbrio contratual**

O contrato de concessão, com base na legislação editada pela ANEEL, prevê que a concessionária poderá requerer reajuste extraordinário das tarifas. Este reajuste só será possível se a empresa comprovar que o incremento de custos afetou, de forma significativa, as condições iniciais do contrato, no tocante ao seu equilíbrio econômico-financeiro.

Para fazer esta comprovação, as empresas têm mantido sistemas de controles internos, de tal forma que se possa acompanhar, mensalmente, a variação de preços ocorrida.

Na Tabela 23 está demonstrado o quanto a Celesc gastou a mais, no período de julho de 1999 a junho de 2000, sem a devida cobertura tarifária. Ressalte-se que referidos gastos foram autorizados pela ANEEL através de resoluções e portarias. Apesar dos dados serem hipotéticos, são baseados na realidade da empresa.

**Tabela 23 – Detalhamento do incremento dos gastos não gerenciáveis**

Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A									Valores R\$ mil
DISCRIMINAÇÃO	Ago/99	Set/99	(...)	Jan/00	Fev/00	(...)	Jun/00	Jul/00	TOTAL
Quota para RGR	-	-	(...)	269	269	(...)	269	269	1.881
Quota para RGR - ajuste	-	-	(...)	573	573	(...)	573	573	4.010
Subvenções CCC	-	-	(...)	2.211	2.211	(...)	2.352	4.174	20.074
Compensação Financeira	-	-	(...)	2	2	(...)	2	2	17
Taxa de fiscalização da Aneel	-	-	(...)	25	25	(...)	25	25	173
<b>Encargos intra-setoriais</b>	-	-	(...)	<b>3.080</b>	<b>3.080</b>	(...)	<b>3.221</b>	<b>5.043</b>	<b>26.155</b>
Gerasul	-	2.466	(...)	2.466	2.466	(...)	3.046	3.343	28.581
Copel	-	339	(...)	339	339	(...)	339	339	3.727
Outras geradoras	-	-	(...)	-	-	(...)	-	-	-
Itaipu	2.439	2.498	(...)	1.388	1.084	(...)	1.373	1.142	20.397
Curto Prazo	-	-	(...)	-	-	(...)	-	-	-
<b>Geração</b>	<b>2.439</b>	<b>5.302</b>	(...)	<b>4.193</b>	<b>3.889</b>	(...)	<b>4.758</b>	<b>4.824</b>	<b>52.706</b>
Transporte Fumas	-	-	(...)	-	-	(...)	100	-	100
Rede Básica	-	-	(...)	-	-	(...)	1.035	1.035	2.071
Conexão	-	-	(...)	-	-	(...)	(25)	(25)	(50)
ONS	-	-	(...)	-	-	(...)	-	-	-
MAE	-	-	(...)	217	189	(...)	147	97	1.165
<b>Transmissão</b>	-	-	(...)	<b>217</b>	<b>189</b>	(...)	<b>1.258</b>	<b>1.107</b>	<b>3.286</b>
<b>(=) VALOR DA PARCELA A</b>	<b>2.439</b>	<b>5.302</b>	(...)	<b>7.490</b>	<b>7.158</b>	(...)	<b>9.236</b>	<b>10.974</b>	<b>82.147</b>

Fonte: Adaptado da tabela elaborada pela ANEEL com dados da Celesc S/A.

Observa-se que, praticamente, todas as contas cresceram no período, denotando aumentos permanentes, ao invés de variações de custo. No total, a Empresa teve que arcar com um custo excedente de R\$ 82.147 mil. No entanto, este valor não necessariamente será aquele para o equilíbrio do contrato, uma vez que a metodologia de cálculo do reajuste tarifário, proposta pela ANEEL, implica na projeção dos gastos pelo período de 12 meses, com base no último preço praticado pelos fornecedores de energia.

Nestas condições, como em janeiro de 2000 já era de conhecimento, tanto da ANEEL quanto da Celesc, dos efeitos que poderiam acarretar para a empresa a elevação dos gastos, aplica-se, a

título de exemplo, uma revisão extraordinária neste mês, conforme demonstrado na Tabela 24, para que se possa verificar o efeito sobre a Receita Anual.

**Tabela 24 – Apuração do índice de revisão extraordinária**

<b>Agência Nacional de Energia Elétrica</b>			
<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>			
<b>DISCRIMINAÇÃO</b> Valores em R\$ mil	<b>Data de Referência Anterior</b>	<b>Reajuste em Processamento</b>	<b>Composição do Índice</b>
ENCARGOS	67.435	104.393	3,07%
TRANSMISSÃO	103.214	103.308	0,01%
GERADORAS	467.783	600.606	11,02%
<b>TOTAL PARCELA A</b>	<b>638.431</b>	<b>808.307</b>	<b>14,10%</b>
<b>VALOR DA PARCELA B</b>	<b>566.531</b>	<b>628.416</b>	<b>5,14%</b>
<b>RECEITA ANUAL - RA</b>	<b>1.204.962</b>	<b>1.436.723</b>	<b>19,23%</b>

Fonte: Elaborado pelo autor, utilizando dados da Celesc S/A

Quando são efetuados os cálculos para uma revisão extraordinária, a variação do VPA atinge o montante de R\$ 169.876 mil (808.307 – 638.431). Note que como o reajuste está ocorrendo em janeiro de 2000 as perdas financeiras ocorridas de agosto a dezembro de 1999 não são recuperadas. No cálculo anterior, constante da Tabela 23, também não estavam sendo consideradas os efeitos inflacionários sobre os gastos gerenciáveis. Tal fato fez com que a necessidade de reajuste tarifário atingisse o valor de 19,23%.

Ressalte-se ainda que os valores utilizados pela ANEEL, para definição do equilíbrio econômico-financeiro do contrato, em julho de 1999, (Tabela 16 – *reajuste em processamento*), quando comparado com aqueles utilizados em agosto de 2000, como base de cálculo do índice de reajuste tarifário (Tabela 22 - *data de referência anterior*), divergem nos seus montantes, conforme demonstrado na Tabela 25.

**Tabela 25 – Valores utilizados para reajuste tarifário**

<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>				
<b>DISCRIMINAÇÃO</b>	Valores em R\$ mil			
	<b>07/99</b>		<b>07/00</b>	
	<b>DRA</b>	<b>DRP</b>	<b>DRA</b>	<b>DRP</b>
Receita Anual	979.720	1.103.770	1.204.962	1.451.527
VPA - Gastos não gerenciáveis	519.493	589.471	638.431	793.048
VPB - Gastos gerenciáveis	460.228	514.300	566.531	658.479

Fonte: Elaborado pelo autor

O saldo final do período anterior deveria ser igual ao saldo inicial do período seguinte. No entanto, de acordo com os critérios estabelecidos pela ANEEL, as divergências ocorrem em função do que segue:

- a) a receita anual em DRA é definida com base nas informações prestadas pelo concessionário ao poder concedente. Assim, a receita de R\$ 1.204.962 mil (DRA – 07/00) é aquela efetivamente realizada pela companhia, no período considerado, enquanto que a receita de R\$ 1.103.770 mil (DRP – 07/99) é a decorrente do somatório das parcelas ‘A e B’;
- b) a diferença entre as duas parcelas ‘A’ (DRP 07/99 x DRA 07/00) deve-se ao fato de ter sido considerado, na segunda, os montantes de energia do contrato com a Copel e das compras no curto prazo. Esta diferença não afeta o cálculo da variação dos custos;
- c) a parcela ‘B’ em DRP – 07/99, foi calculada pela aplicação do IGP-M sobre o valor de DRA – 07/99. A parcela ‘B’ em DRA – 07/00, foi apurada pela diferença entre a receita anual e VPA. Esta diferença em nada afeta cálculo da variação da inflação para o período seguinte.

Convém destacar que em DRP os gastos não gerenciáveis representavam 53,41% da receita, enquanto que em DRA esta proporção passou para 52,98%. Tal fato acaba afetando o resultado final, ou seja, o índice de reajuste tarifário, à medida que o crescimento de VPA e VPB são diferentes.

Em suma, são estes os procedimentos adotados para a determinação do equilíbrio do contrato, bem como para a definição dos índices de reajustes tarifários, onde se verifica que ao final de cada período, ou seja, na data do reajuste tarifário, ocorre a reposição das perdas incorridas. No entanto, observa-se que no decorrer do período as empresas acabam incorrendo em perdas financeiras, provocadas pelos incrementos de custos, uma vez que o poder concedente não tem autorizado reajustes extraordinários de tarifa.

Desta forma, propõe-se uma metodologia de cálculo em que seja possível a medição do desequilíbrio econômico-financeiro definido em contrato. Para tanto, todos os valores considerados no IRT serão organizados dentro da estrutura do custo do serviço através de critérios a serem definidos ao longo da proposta.

## 7. PROPOSTA DE METODO DE CÁLCULO DA TARIFA QUE ASSEGURE O EQUILÍBRIO ECONÔMICO-FINANCEIRO DA CONCESSÃO

Desde a edição do Código de Águas, as empresas do setor elétrico brasileiro vêm atuando em um mercado, cujo modelo de regulação econômica é aquele que leva em consideração tarifas baseadas no custo do serviço e pelo passivo (Itaipu Binacional). Mais recentemente foi inserida a modalidade a custos marginais e pelo preço. Segundo Bitu e Born (1993, p.38-43),

A tarifa pelo custo do serviço apresenta, como principal componente, os custos de capital. Esses custos são função direta do capital imobilizado e da taxa de rentabilidade. (...) A tarifa pelo passivo é obtida com base no balanço de resultados da empresa concessionária, considerando um custo composto pelas seguintes parcelas de passivo: custos de exploração; custos administrativos; custos financeiros; pagamento de dividendos; e de royalties. (...) A tarifa pelo preço é entendida como a tarifa estabelecida em função do preço apresentado na proposta vencedora de uma licitação para outorga da concessão do serviço, preservadas regras de reajustes estabelecidas em edital de licitação ou em contrato de concessão, conforme definido em lei. As tarifas de referência ou tarifas ao custo marginal são obtidas considerando os custos marginais do sistema elétrico, incluindo geração, transmissão e distribuição.

Com a reestruturação do setor, que vem ocorrendo desde o início da década de 90, foi inserida uma nova modalidade tarifária, desenvolvida no Reino Unido, denominado *price cap*.

Em função desta reestruturação, as empresas de distribuição, que compram energia vinculada aos contratos iniciais, passarão, a partir de 2003, a fazê-lo com contratos bilaterais, onde os preços serão definidos pelas partes contratantes. O objetivo, conforme visto, é o de estabelecer a concorrência na geração de energia. Os critérios de reajuste e revisão tarifária ainda estão sendo adaptados ao modelo de regulação vigente, o que vem trazendo uma série de dúvidas e problemas para as concessionárias.

Buscando equacionar estes problemas, a ANEEL tem usado o expediente das audiências públicas, entre as quais a de nº AP 007/2000, cujo objeto é o de 'obter subsídios e informações adicionais para o aprimoramento de ato regulamentar a ser expedido pela ANEEL, que estabelece os conceitos econômicos para os reajustes, revisões periódicas e revisões extraordinárias das tarifas'. Estas modalidades estão demonstradas na Figura 19.

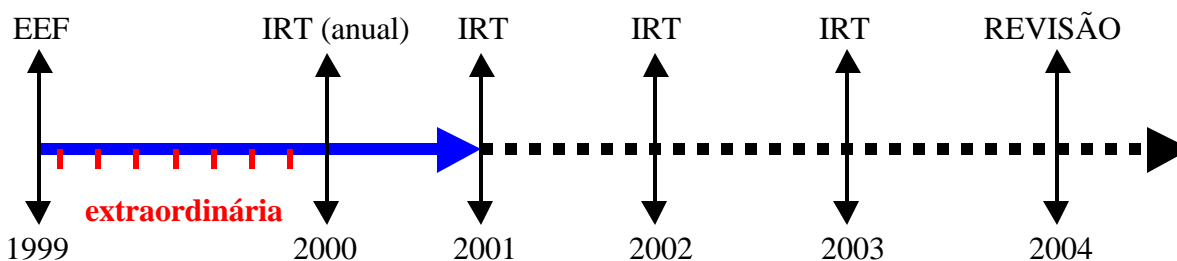


Figura 19 – Os reajustes e revisões tarifárias da Celesc no tempo

Fonte: elaborado pelo autor

O momento temporal em que ocorrem os eventos também é uma forma de diferenciação destas três modalidades de tarifas, onde os *reajustes* (IRT's) são concedidos uma vez por ano, as *revisões* periódicas são de longo prazo, de acordo com o contrato de cada empresa, e as *extraordinárias* podem ocorrer a qualquer tempo.

No caso da Celesc, as revisões periódicas ocorrerão após o quarto reajuste anual, a partir daquele que estabeleceu o equilíbrio econômico-financeiro (EEF).

Ao tempo em que o agente regulador estuda alternativas para estabelecer os critérios de definição das tarifas, esta proposta apresenta uma metodologia de cálculo e análise que busca medir se os critérios que vem sendo adotados, para definição das tarifas, mantém as bases contratuais nas quais está garantido o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Para tanto, na primeira etapa, são utilizados dados hipotéticos mas com base na realidade da Celesc, relativos ao período de 1999 a 2001, em que se avalia, por meio do custo do serviço adaptado pelos critérios do *price cap*, a remuneração real.

Na etapa seguinte, parte-se do pressuposto que a concessão está em equilíbrio, e é feita a verificação dos efeitos que as mudanças dos contratos iniciais para os bilaterais causarão na rentabilidade.

### 7.1 Modelo de avaliação do desempenho

O custo do serviço, que serve para o cálculo da tarifa, é uma metodologia que vem sendo empregada no setor desde a edição do código de águas, em 1934. A partir da assinatura do

contrato de concessão passou-se a utilizar como metodologia o IRT, sendo que o equilíbrio do contrato foi estabelecido também com base nos critérios do PMEF.

Considerando a experiência e a cultura do setor elétrico, propõe-se, primeiramente, um modelo que permita a aferição do equilíbrio do contrato, utilizando-se, para tanto, as mesmas contas que compõem o custo do serviço e o IRT.

Na segunda etapa requer-se a definição de critérios para que o investimento remunerável esteja na mesma base de comparação com a receita anual e, para finalizar, deve estar contemplado na proposta a garantia dos ganhos de produtividade auferidos pela concessionária. Para a elaboração do modelo que permite a aferição do equilíbrio requer-se a adaptação do custo do serviço, utilizando-se no mesmo, as contas que fazem parte do *price cap*.

Proposta 1 – elaborar um novo ‘plano de contas’, que contemple o custo do serviço, porém com a estrutura do *price cap*, notadamente quanto a receita anual e suas parcelas, onde é possível proceder a análise do desempenho da empresa, em relação a sua situação de equilíbrio, através do cálculo da remuneração do investimento.

Para tanto, na Figura 20 apresenta-se, na coluna 1, as rubricas que fazem parte do custo do serviço e, na coluna 2, as que compõem o *price cap*, conseqüentemente o índice de reajuste tarifário. Na coluna 3 está o *custo do serviço adaptado*, que servirá de base para os cálculos que se fazem necessários.

<b>CUSTO DO SERVIÇO – anterior</b>	<b>IRT</b>	<b>CUSTO DO SERVIÇO - adaptado</b>
<b>INVESTIMENTO NO SERVIÇO CONCEDIDO</b>		<b>INVESTIMENTO NO SERVIÇO CONCEDIDO</b>
Ativo Imobilizado Intangível		Ativo Imobilizado Intangível
Ativo Imobilizado em Serviço		Ativo Imobilizado em Serviço
Ativo Diferido em Serviço		Ativo Diferido em Serviço
Capital de Giro		Capital de Giro
Estoques		Estoques
Depreciação / Amortização		Depreciação / Amortização
Obrigações Especiais		Obrigações Especiais
<b>RECEITA DO SERVIÇO</b>	<b>RECEITA ANUAL</b>	<b>RECEITA DO SERVIÇO</b>
Fornecimento	Fornecimento Líquido	Receita Anual (Fornecimento Líquido e Suprimento)
( - ) I C M S	Suprimento	
( - ) COFINS / PASEP e Outros	<b>DESPESA</b>	Serviço Taxado
Suprimento	<b>PARCELA A</b>	Outras Receitas e Rendas
Serviço Taxado	ENCARGOS	Var. Monet. Função Taxa de Câmbio
Outras Receitas e Rendas	Quota para RGR	Ganhos Desat./Alien. Bens e Direitos
(-) Encargos do Consumidor - RGR	Subvenções - CCC	<b>DESPESA DO SERVIÇO</b>
(-) Encargos do Consumidor - Outros	Compensação Financeira	<b>PARCELA A</b>
Var. Monet. Função Taxa de Câmbio	Taxa de Fiscalização	<b>ENCARGOS</b>
Ganhos Desativ./Alien. Bens e Direitos	<b>TRANSMISSÃO</b>	<b>TRANSMISSÃO</b>
<b>DESPESA DO SERVIÇO</b>	Transporte Furnas	<b>GERAÇÃO</b>
Pessoal	Rede Básica	<b>PARCELA B</b>
(-) Excesso de Benefícios	Conexão	Pessoal
Material	ONS	(-) Excesso de Benefícios
Serviço de Terceiros	MAE	Material
Subvenções - CCC	<b>GERAÇÃO</b>	Serviço de Terceiros
Compensação Financeira	Gerasul	Depreciação/Amortização
Taxa de Fiscalização	Copel	Tributos
Energia Comprada para Revenda	Outras geradoras	COFINS / PASEP
Encargos do Uso da Rede Elétrica	Curto Prazo	Outras
Depreciação/Amortização	Itaipu	Var. Monet. Função Taxa de Câmbio
Tributos	<b>PARCELA B</b>	Perda Desat./Alien. Bens Direitos
Outras		
Var. Monet. Função Taxa de Câmbio		
Perda Desativação/Alien. Bens Direitos		

Figura 20 – Plano de contas com o custo do serviço adaptado à proposta

Fonte: elaborado pelo autor



Observa-se que a terceira coluna da Figura 19 (custo do serviço adaptado) é composta de três grandes grupos de contas, investimento no serviço concedido, receita do serviço e despesa do serviço, cujas características são discriminadas a seguir.

*a) Investimento no Serviço Concedido*

Este grupo de contas é utilizado como base para a determinação da situação de equilíbrio. A metodologia de cálculo é a mesma empregada no modelo de regulação pelo retorno do investimento, ou seja, deduz-se da despesa a receita do serviço e divide-se, a resultante, pelo investimento no serviço concedido.

Ressalte-se que o investimento é avaliado pelo custo histórico, sendo considerado o seu valor *pro rata* (média mensal). De acordo com Almeida e Al Hajj (1997, p.71-72), os ativos tem seu preço de troca estabelecido pelo mercado, podendo ser por seus valores de entrada, que “referem-se aos valores de obtenção dos ativos usados na firma em suas operações” e pelos valores de saída, que “refletem as fontes recebidas pela firma, em particular, o preço de troca do produto”.

No caso do investimento no serviço concedido, a situação de equilíbrio é calculada sobre os ativos existentes na concessionária caracterizando, portanto, uma avaliação pelos valores de entrada. Estes, por sua vez, segundo Almeida e Al Hajj (1997, p.72-74), podem ser mensurados pelo “custo histórico, custo histórico corrigido, custo corrente de reposição e custo corrente corrigido”. Breyer apud Bitu e Born (1993, p.40) apresenta mais uma alternativa de avaliação dos bens e instalações em serviço, que é o ‘justo valor’, o qual representa “o nome dado ao capital imobilizado estimado de um modo subjetivo pelo organismo responsável pela regulamentação. Frequentemente, é uma média ponderada entre os custos históricos e de reprodução”.

*b) Receita e despesa do serviço*

No modelo de regulação pelo *price cap* a receita anual é igual ao somatório das parcelas ‘A’ e ‘B’, que formam o total da despesa do serviço. Se for levado em consideração que a receita anual é igual a receita do serviço, a situação de equilíbrio, a cada definição do nível tarifário, será igual a zero:

$$\frac{\text{Receita do serviço (Anual)} - \text{despesa do serviço (parcelas 'A' + 'B')}}{\text{Investimento no serviço concedido}} \times 100 = 0\%$$

No entanto, além da receita anual, será considerado na receita do serviço as outras receitas, conforme pode ser observado na coluna 3 do Quadro 8. Tal fato fará com que, na situação de equilíbrio, seja encontrado um percentual superior a zero.

Em relação à despesa do serviço, que é composta pelas parcelas A e B, além de estarem incorporadas às mesmas as demais contas retificadoras da receita, também está incluída, na parcela 'B' a remuneração do investimento. Referida remuneração não é objeto desse trabalho, pois o mesmo visa verificar se as condições contratuais de equilíbrio estão mantidas.

Definida a estrutura das contas a serem utilizadas e considerando que é possível o cálculo da remuneração do investimento, procede-se a análise dos dados da CELESC, no período desde a assinatura do contrato (07/99) até o último reajuste tarifário concedido (08/01).

No estabelecimento dos critérios considerou-se que o período de apuração é mensal, e os dados hipotéticos utilizados referem-se àqueles aprovados na PAC. Os resultados estão apresentados na Tabela 26.

**Tabela 26 – Valores do investimento no serviço concedido – PAC**

<b>Agência Nacional de Energia Elétrica - A N E E L</b>						Valores	
<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>						em R\$ mil	
<b>DISCRIMINAÇÃO</b>	<b>Jun/99</b>	<b>Jul/99</b>	<b>Ago/99</b>	<b>(...)</b>	<b>Jul/01</b>	<b>AGO/01</b>	
Ativo Imobilizado em Serviço	1.410.397	1.418.416	1.425.384	(...)	1.619.806	1.624.947	
Ativo Diferido em Serviço	0	0	0	(...)	1.748	1.763	
Estoques	7.214	7.302	7.309	(...)	8.527	8.677	
Depreciação / Amortização	(473.609)	(476.683)	(479.589)	(...)	(588.361)	(589.646)	
Obrigações Especiais	(115.670)	(115.907)	(116.085)	(...)	(144.439)	(145.339)	
<b>T O T A L</b>	<b>828.332</b>	<b>833.128</b>	<b>837.019</b>	<b>(...)</b>	<b>897.281</b>	<b>900.402</b>	

Fonte: Elaborado pelo autor

Na receita do serviço está considerada a receita anual, para o mês de junho de 1999, que determinou o equilíbrio do contrato, bem como para agosto de 2000 e de 2001, que serviram de base para os reajustes tarifários subsequentes. Os demais meses estão de acordo com os critérios de elaboração da PAC. As outras receitas, que fazem parte do custo do serviço, são adicionadas às receitas anuais para a determinação da receita do serviço, conforme discriminado na Tabela 27.

Tabela 27 – Composição da receita do serviço – PAC

Agência Nacional de Energia Elétrica - A N E E L						Valores em R\$ mil	
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A							
DISCRIMINAÇÃO	Jun/99	Jul/99	Ago/99	(...)	Jul/01	AGO/01	
Receita Anual (Forn. + Supr.)	1.103.770	564.377	654.581	(...)	842.348	1.691.199	
Ajuste financeiro	26.939	0	0	(...)	0	0	
Outras Receitas / Rendas	22.203	11.054	13.069	(...)	14.010	37.906	
Ganhos Desat./Alienação	3.054	585	627	(...)	2.551	4.025	
<b>Receita do Serviço</b>	<b>1.155.966</b>	<b>576.016</b>	<b>668.277</b>	<b>(...)</b>	<b>858.909</b>	<b>1.733.130</b>	
Parcela A	589.471	322.241	374.737	(...)	532.405	994.155	
Parcela B	514.300	261.314	298.912	(...)	312.269	697.044	
<b>Despesa do Serviço</b>	<b>1.103.770</b>	<b>583.555</b>	<b>673.649</b>	<b>(...)</b>	<b>844.674</b>	<b>1.691.199</b>	

Fonte: Elaborado pelo autor

Em relação à despesa do serviço, que também está informada na Tabela 27, esta se decompõe nas parcelas A e B, sendo que seus valores estão de acordo com os mesmos critérios adotados para a receita do serviço.

De posse destas informações é possível efetuar o cálculo da remuneração do investimento para o período considerado. O resultado alcançado foi uma remuneração para o equilíbrio do contrato, de 0%, haja vista que a receita anual é igual ao somatório das parcelas A e B da despesa do serviço.

Porém, no cálculo deve ser considerada a receita do serviço, contemplando o ajuste financeiro e as demais receitas. Nestas condições a remuneração contratual atinge 6,30%. Quando do cálculo do IRT, em agosto de 2000, a nova remuneração para o equilíbrio atingiu 2,73%, enquanto a de agosto de 2001 foi de 4,66%.

Quando ocorre a realização da receita e dos gastos da empresa, verifica-se que a remuneração real, notadamente no primeiro período (07/99 a 08/00), fica abaixo daquela estabelecida para o equilíbrio, que é de 6,30%. Tal fato é decorrente do incremento dos gastos não gerenciáveis, conforme demonstrado anteriormente (Tabela 23), sem o devido repasse para as tarifas. Ressalte-se, ainda, que na receita realizada também estão contemplados os efeitos do crescimento do mercado, não previsto na determinação de RA, o que provoca um valor ainda maior para aquela receita. Estes resultados estão demonstrados na Figura 21.

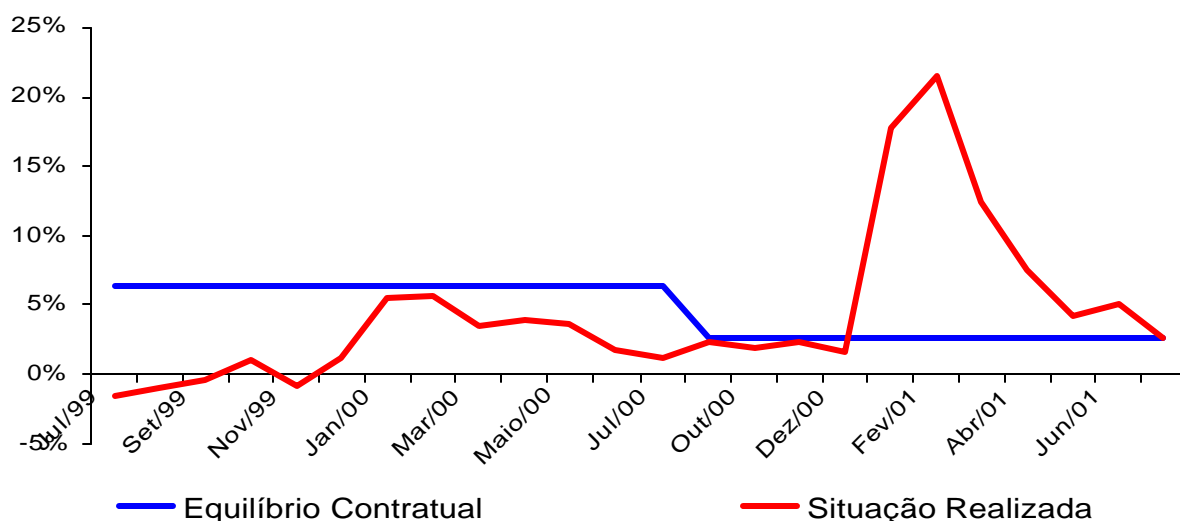


Figura 21 – Resultado da remuneração do investimento

Fonte: Elaborado pelo autor

A linha azul representa a situação de equilíbrio da empresa para todo o período. Verifica-se que, a exemplo do ocorrido em 2000, os meses de janeiro a março de 2001 foram os que apresentaram o maior nível de remuneração, ficando, no último exercício, bem acima da situação de equilíbrio. Tal fato ocorreu, não só em função dos efeitos do crescimento do mercado, mas também devido a falta de correção do investimento no serviço concedido.

Ao tempo em que a receita cresceu 70%, no período de dois anos, o investimento, que serve como base de cálculo para a remuneração, não sofreu qualquer tipo de reajuste, em função das regras estabelecidas pelo Plano Real. Isto faz com que a remuneração tenha uma tendência de crescimento, não condizente com a realidade da empresa, enquanto o mercado e as demais receitas mantenham um alto nível de crescimento. Ressalte-se, ainda, que a receita anual é calculada com base no incremento dos gastos não gerenciáveis, cuja variação tem ocorrido acima dos níveis inflacionários, mais a parcela B, que é indexada ao IGP-M.

*Proposta 2* - proceder a correção do investimento no serviço concedido, objetivando amenizar os efeitos causados na remuneração do investimento, utilizando-se o IGP-M como indexador. A correção deve ser feita desde 1998, uma vez que, quando da assinatura do contrato foi declarado que a empresa estava na condição de equilíbrio econômico-financeiro.

Com esta proposta, o investimento no serviço concedido passa a ser avaliado pelo custo histórico corrigido, cujos efeitos podem ser observados na Figura 22, utilizando, para tanto, os mesmos dados apresentados até o momento.

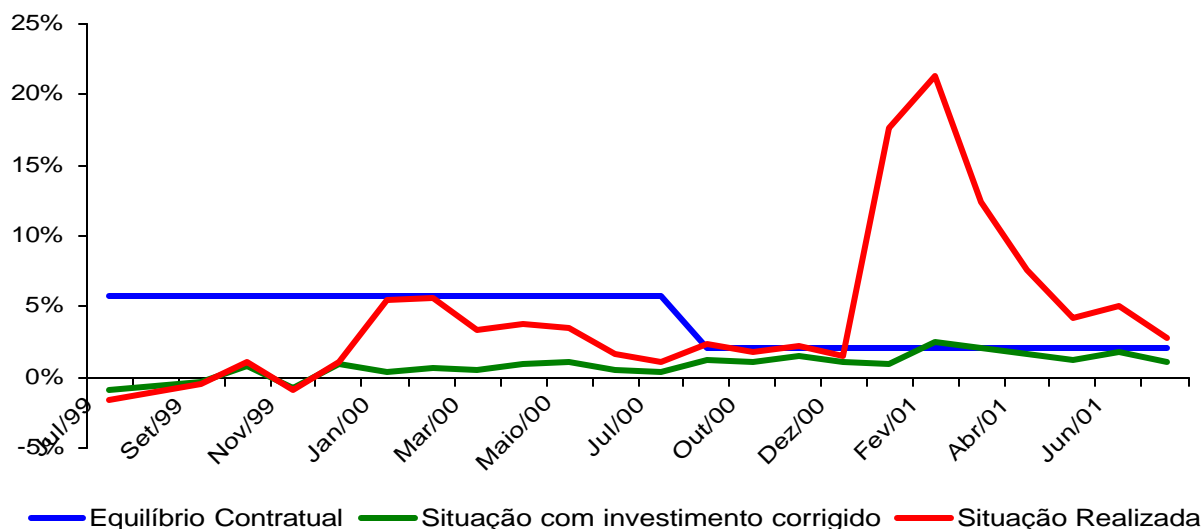


Figura 22 – Remuneração com investimento remunerável corrigido

Fonte: Elaborado pelo autor

Nesta figura é possível verificar o impacto causado na remuneração, quando da correção do investimento. Com o passar do tempo o efeito vai se tornando ainda maior, demonstrando que aquela remuneração constante na Figura 21 está bem acima da realidade da empresa.

Tanto a legislação do setor elétrico como o contrato de concessão estabeleceu que na fórmula de reajuste tarifário anual está contemplado, entre outras, a correção da parcela B, através de um índice definido como sendo o IGP-M. Também ficou acertado que o fator x terá valor igual a zero durante os quatro primeiros reajustes tarifários (caso da Celesc). Tal fato deve-se ao modelo de reestruturação do setor, sendo que, neste período, os ganhos de produtividade são incorporados pelas concessionárias.

*Proposta 3* – Para a medição da situação de equilíbrio das concessionárias, requer-se que, através do modelo do custo do serviço adaptado, seja apurada a remuneração do investimento, considerando como parcela B aquela definida quando do equilíbrio do contrato e nos IRT's. Esta parcela, após a sua apuração mensal, deverá ser corrigida pelo IGP-M acumulado até o mês em análise, para que se obtenha o saldo computável no custo de serviço.

Em atendimento a esta proposta, apresenta-se na Tabela 28, de forma resumida, os dados hipotéticos da Celesc, onde são calculados os valores dos gastos gerenciáveis a serem computados no custo do serviço.

**Tabela 28 – Correção dos gastos gerenciáveis**

<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>						R\$ mil
<b>Período</b>	<b>VPB</b>		<b>IGP-M</b>		<b>VPB corrigido</b>	
	<b>Anual</b>	<b>Mensal</b>	<b>Mensal</b>	<b>Acumulado</b>	<b>Mensal</b>	<b>Período</b>
	<b>(1)</b>	<b>(2)</b>	<b>(3)</b>	<b>(4)</b>	<b>(5)</b>	<b>(6)</b>
Jun/99	514.300	42.858				
Jul/99		42.858	1,55%	1,55%	43.523	<b>304.658</b>
Ago/99		42.858	1,56%	3,13%	44.202	<b>353.613</b>
(...)		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Jul/00		42.858	1,57%	16,23%	49.815	<b>348.707</b>
AGO/00	658.479	54.873	2,39%	2,39%		
Set/00		54.873	1,16%	3,58%	56.836	<b>511.528</b>
(...)		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Jan/01		54.873	0,62%	5,58%	57.935	<b>57.935</b>
Fev/01		54.873	0,23%	5,82%	58.069	<b>116.137</b>
(...)		(...)	(...)	(...)	(...)	(...)
Jul/01		54.873	1,48%	11,09%	60.957	<b>426.698</b>
AGO/01	697.044	58.087				

Fonte: Elaborado pelo autor

Os valores da parcela 'B', apurados de acordo com a fórmula do IRT, relativos aos períodos anuais, estão demonstrados na coluna 1 da Tabela 28. Estes são divididos por 12 para que se obtenha o valor de cada parcela mensal (coluna 2). Como elas estão a preços da data de referência anterior, para obtenção do valor corrigido (coluna 5), é necessária a multiplicação pelo índice acumulado constante da coluna 4. Para que se obtenha o saldo computável (coluna 6), multiplica-se os valores constantes da coluna anterior pelo número de meses a que se refere a despesa.

Assim, a título de exemplo, se o mês em análise for o de julho, o valor da coluna 5 deverá ser multiplicado por 7 e se for o de fevereiro por 2. Adota-se este procedimento em função do critério de elaboração do custo do serviço, cujos movimentos mensais de receita e despesa são acumulados a cada mês. As diferenças entre estas contas, por sua vez, geram a remuneração do investimento em reais que, dividido pelo investimento no serviço concedido, tem-se a remuneração em percentual relativo ao período de apuração. Para obter a remuneração anual,

divide-se a precedente pelo número de meses a que se refere o período de análise e multiplica-se por 12, conforme demonstrado na Tabela 29.

**Tabela 29 – Cálculo da remuneração anual**

Agência Nacional de Energia Elétrica - A N E E L						Valores
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A						R\$ mil
DISCRIMINAÇÃO	Jun/99	Jul/99	Ago/99	(...)	Jul/00	AGO/00
Investimento no Serviço Concedido	897.882	908.704	919.383	(...)	1.119.707	1.128.370
<b>Receita do Serviço</b>	<b>1.155.966</b>	<b>576.016</b>	<b>668.277</b>	(...)	<b>686.518</b>	<b>1.475.249</b>
Parcela A	589.471	322.241	374.737	(...)	399.592	793.048
Parcela B	514.300	304.658	353.613	(...)	348.707	658.479
<b>Despesa do Serviço</b>	<b>1.103.770</b>	<b>626.899</b>	<b>728.350</b>	(...)	<b>748.299</b>	<b>1.451.527</b>
<b>Remuneração do período</b>	<b>52.196</b>	<b>(50.884)</b>	<b>(60.073)</b>	(...)	<b>(61.781)</b>	<b>23.722</b>
<b>Remuneração anual - %</b>	<b>5,81%</b>	<b>-9,60%</b>	<b>-9,80%</b>	(...)	<b>-9,46%</b>	<b>2,10%</b>

Fonte: Elaborado pelo autor

Observa-se que a remuneração anualizada, para cada mês, está demonstrada na última linha da Tabela 29, na qual se verifica a situação de desequilíbrio desde o mês subsequente ao do estabelecimento do reajuste tarifário, cuja remuneração era de 5,81%.

Nesta tabela foi considerado que o VPB e o investimento no serviço concedido foram corrigidos pelo IGP-M, ao tempo em que a receita e o VPA são os mesmos constantes das prestações de contas (PAC) de cada ano.

Os resultados dos cálculos efetuados para esta remuneração, servem de base para a elaboração da Figura 23.

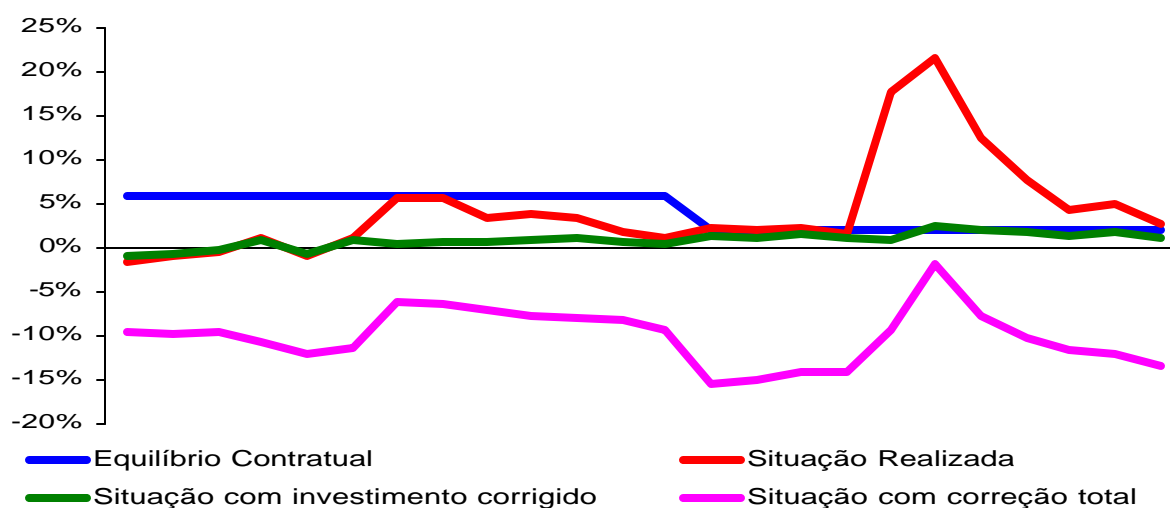


Figura 23 – Análise comparativa das remunerações

Fonte: Elaborado pelo autor

Apresenta-se nesta figura a remuneração auferida pela concessionária, considerando a proposta 1 (linha vermelha), bem como a que leva em conta a correção do investimento remunerável (linha verde). Tal fato tem por objetivo auxiliar na análise comparativa dos resultados alcançados em relação a receita de equilíbrio.

A linha em rosa representa a remuneração calculada dentro dos critérios estabelecidos na proposta 3. Verifica-se não só a diferença que os critérios de apuração provocam no resultado, como também, o baixo nível de remuneração da empresa, cujo valor médio, no primeiro período, foi de  $-8,91\%$ , enquanto a do equilíbrio estava no patamar de  $5,81\%$ . No segundo período, a remuneração do equilíbrio atingiu  $2,1\%$ , enquanto a média realizada foi de  $-11,31\%$ .

A questão que se levanta não é a garantia de uma remuneração, mas sim que se mantenha as condições contratuais iniciais, onde a empresa possa, durante todo o período, ficar em equilíbrio econômico-financeiro. Mesmo nas piores condições, isto é, utilizando a remuneração constante da *proposta 1*, ainda assim a empresa fica exposta ao prejuízo.

Portanto, com esta proposta é possível, de maneira simplificada, medir a situação econômico-financeira da concessionária através do custo do serviço adaptado. No estudo de caso, verificou-se que a Celesc está em permanente desequilíbrio, fazendo com que os ganhos de produtividade sejam repassados para os consumidores, mesmo sem a aplicação do fator  $x$ .

## **7.2 Critérios determinados pela ANEEL para apuração das perdas**

A exemplo da crise financeira ocorrida no final da década de 80, o setor elétrico brasileiro vem passando por uma nova crise, só que dessa vez é a energética, provocada pela falta de investimento em projetos de geração. Tal fato desencadeou a reação de muitos setores da sociedade, até que o governo federal criou a câmara de gestão da crise de energia elétrica, subordinada ao ministro da casa civil.

Entre as decisões tomadas pela câmara de gestão, está a que estabelece procedimentos para repasse às tarifas de fornecimento de energia, das perdas sofridas pelas concessionárias distribuidoras. Estas perdas são as decorrentes dos incrementos dos gastos não gerenciáveis, sem a cobertura tarifária.



Os procedimentos adotados para apuração das perdas foram editados na Portaria Interministerial nº 25, de 24 de janeiro de 2002, que revogou a de nº 296, de 25/10/01 e de resoluções da ANEEL.

Essas, criaram a conta de compensação de variação de valores da ‘parcela A’ – CVA destinada a registrar as variações, ocorridas no período entre reajustes tarifários, dos valores dos seguintes itens de custo, constante dos contratos de concessão das distribuidoras de energia elétrica:

- I- tarifa de repasse de potência proveniente de Itaipu Binacional;
- II- tarifa de transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional;
- III- quota de recolhimento à conta de consumo de combustíveis – CCC;
- IV- tarifa de uso das instalações de transmissão integrantes da rede básica;
- V- compensação financeira pela utilização dos recursos hídricos; e
- VI- encargos de serviços de sistema – ESS.

De acordo com o art. 2º da portaria nº 25, ao valor apurado na CVA será acrescida uma remuneração financeira, com base na taxa de juros SELIC. Referido saldo incorpora às tarifas de fornecimento do próximo reajuste tarifário (IRT), com validade para os doze meses subsequentes.

Em relação a energia comprada para revenda, RGR, taxa de fiscalização de serviço de energia elétrica e encargos de conexão, só poderão sofrer alteração de valor na data de reajuste anual da concessionária de distribuição de energia elétrica.

Essa Portaria vem suprir uma necessidade das empresas distribuidoras, pois a ANEEL autorizava reajustes dos itens de custo da ‘parcela A’, sem o devido repasse, através de reajustes extraordinários, às tarifas de fornecimento.

Para demonstrar a metodologia de cálculo, apresenta-se como exemplo a CVA dos custos da Itaipu Binacional. Para tanto, será considerado que no último índice de reajuste tarifário concedido, foi projetada uma demanda contratada de kW 444.000, e uma taxa de câmbio de R\$ 2,50/US\$.

À medida que os custos se realizam, verificam-se os valores que sofreram modificações, tais como a taxa de câmbio e a tarifa de Itaipu. Também deverá ser apurada a taxa SELIC, que servirá como base de apuração da remuneração financeira (para o exemplo, será utilizada uma taxa SELIC de 1,2 % a.m.).

O exemplo completo está demonstrado na Tabela 30.

**Tabela 30 – Cálculo da compensação das variações nos custos de repasse de potência de Itaipu Binacional – CVAei.**

Agência Nacional de Energia Elétrica - A N E E L						Valores em R\$
Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A						
DISCRIMINAÇÃO	Ago-x0	Set-x0	Out-x0	(...)	Jun-x1	Jul-x1
Demanda Contratada (kW)	444.000	444.000	444.000	(...)	444.000	444.000
Taxa SELIC	1,20%	1,20%	1,20%	(...)	1,20%	1,20%
<b>Valor Contemplado R\$</b>	<b>22.420.668</b>	<b>22.420.668</b>	<b>22.420.668</b>	<b>(...)</b>	<b>22.420.668</b>	<b>22.420.668</b>
Tarifa (US\$/kW)	20,20	20,20	20,20	(...)	20,20	20,20
Taxa de Câmbio (R\$/US\$)	2,50	2,50	2,50	(...)	2,50	2,50
<b>Valor Requerido R\$</b>	<b>24.692.629</b>	<b>22.719.610</b>	<b>20.985.745</b>	<b>(...)</b>	<b>25.268.156</b>	<b>25.649.077</b>
Tarifa (US\$/kW)	20,20	20,20	20,20	(...)	20,20	20,20
Taxa de Câmbio dia 09	2,78	2,55	2,40	(...)	2,80	2,85
Taxa de Câmbio dia 19	2,76	2,54	2,30	(...)	2,82	2,86
Taxa de Câmbio dia 29	2,72	2,51	2,32	(...)	2,83	2,87
<b>Remuneração financeira</b>	<b>0</b>	<b>27.264</b>	<b>31.178</b>	<b>(...)</b>	<b>125.071</b>	<b>160.742</b>
<b>CVAei (R\$)</b>	<b>2.271.961</b>	<b>2.598.167</b>	<b>1.194.422</b>	<b>(...)</b>	<b>13.395.169</b>	<b>16.784.320</b>

Fonte: Elaborado pelo autor

O ‘valor contemplado’ refere-se àquele que consta no último reajuste tarifário concedido, e é obtido multiplicando-se a tarifa em US\$/kW pela taxa de câmbio prevista, que no exemplo é de R\$ 2,50/US\$ e pela demanda contratada. O ‘valor requerido’ refere-se àquele realizado, sendo a metodologia de cálculo a mesma do ‘valor contemplado’. Ressalte-se que o vencimento das faturas de Itaipu ocorre nos dias 10, 20 e 30 do segundo mês subsequente ao fato gerador. A remuneração financeira é calculada aplicando-se a taxa SELIC sobre o saldo anterior da CVAei, sendo obtida da seguinte maneira:

$$\text{CVAei} = \text{Sdo Anterior} + \text{Valor requerido} - \text{Valor Contemplado} + \text{Remuneração Financeira}$$

Conforme pode ser verificado, o saldo da CVAei, no final do período, é de R\$ 16.784.320, que deverá ser adicionado às compensações das demais contas. O saldo total da CVA será contemplado no reajuste a ser concedido em agosto de x2, permanecendo na tarifa pelo período de 12 meses, quando se apura uma nova CVA.

Essa alternativa apresentada pela câmara de gestão da crise, se não resolve, atenua consideravelmente as pressões de custos sobre as empresas distribuidoras de energia. Além do que, é o reconhecimento por parte do governo e do agente regulador, que o contrato de concessão

estava em desequilíbrio, havendo a necessidade dos reajustes extraordinários. Tal fato pôde ser verificado quando da elaboração da *proposta*, onde se constata que a taxa realizada ficou muito abaixo daquela que estabeleceu o equilíbrio.

É necessário, então, demonstrar se a *alternativa* apresentada pelo governo recompõe as perdas impostas às concessionárias distribuidoras. Para tanto, utiliza-se os critérios adotados na *proposta*, através dos quais é possível determinar a taxa de desequilíbrio que está sendo recuperada com a *alternativa* do governo, bem como comparar com aquela efetivamente incorrida pela empresa, calculada de acordo com a presente proposta.

### **7.3 Comparação entre a proposta apresentada e a alternativa da ANEEL**

A verificação dos montantes que estão sendo recuperados e a comparação entre a alternativa e a proposta, pode ser constatada no exemplo demonstrado a seguir, dentro da realidade da CELESC, onde é possível verificar os efeitos no cálculo da situação de equilíbrio. No entanto, faz-se necessário o estabelecimento das seguintes premissas:

- a) o período de análise será de junho de 1999 a julho de 2000;
- b) o IGP-M e a taxa SELIC sofrerão variação de 1% ao mês;
- c) o mercado de energia permanecerá constante no período de análise; e
- d) não serão efetuados acréscimos nem baixas no ativo, mantendo o investimento no serviço concedido com o mesmo valor para o período.

Nessas condições apresenta-se, na Tabela 31, a estrutura das contas e o cálculo da situação de equilíbrio.

Tabela 31 – Cálculo da situação de equilíbrio

<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>						Valores em R\$	
DISCRIMINAÇÃO	Jun-99	Jul-99	Ago-99	(...)	Jun-00	Jul-00	
Investimento no Serviço Concedido	897.882	897.882	897.882	(...)	897.882	897.882	
<b>RECEITA DO SERVIÇO</b>	<b>1.155.966</b>	<b>674.313</b>	<b>770.644</b>	(...)	<b>577.983</b>	<b>674.313</b>	
<b>DESPESA DO SERVIÇO</b>	<b>1.103.770</b>	<b>643.866</b>	<b>735.847</b>	(...)	<b>551.885</b>	<b>643.866</b>	
PARCELA A	589.471	343.858	392.980	(...)	294.735	343.858	
PARCELA B	514.300	300.008	342.867	(...)	257.150	300.008	
<b>Situação de equilíbrio R\$ mil</b>	<b>52.196</b>	<b>30.447</b>	<b>34.797</b>	(...)	<b>26.098</b>	<b>30.447</b>	
<b>Equilíbrio mensal %</b>	<b>5,81%</b>	<b>3,39%</b>	<b>3,88%</b>	(...)	<b>2,91%</b>	<b>3,39%</b>	
<b>Equilíbrio anualizado %</b>	<b>5,81%</b>	<b>5,81%</b>	<b>5,81%</b>	(...)	<b>5,81%</b>	<b>5,81%</b>	

Fonte: Elaborado pelo autor

Na obtenção do equilíbrio é necessário que todos os valores, no período considerado, mantenham a mesma proporcionalidade em relação ao investimento no serviço concedido, que serve como base de cálculo para a situação de equilíbrio.

Para tanto, a receita do serviço e os valores das ‘parcelas A e B’ não são os realizados pela empresa, conforme vinha sendo apresentado. Os mesmos foram calculados da seguinte maneira: para o mês de julho/99 é o valor praticado em junho (mês da determinação da situação de equilíbrio) dividido por doze e multiplicado por sete (julho é sétimo mês do ano); para o mês de agosto é o valor praticado em junho dividido por doze e multiplicado por oito, e assim sucessivamente. Este procedimento é o mesmo adotado pela ANEEL quando da elaboração do custo do serviço. Como a situação de equilíbrio foi determinada no mês de junho, os valores constantes daquela coluna são anuais. A situação de equilíbrio é obtida da seguinte maneira:

$$\text{Situação de Equilíbrio} = \frac{\text{Receita do serviço} - \text{Despesa do serviço}}{\text{Investimento no serviço concedido}} \times 100$$

Essas seriam as condições para que a empresa se mantivesse na situação de equilíbrio. No entanto, como são autorizados aumentos de gastos, que compõe a ‘parcela A’, a empresa entra em situação de desequilíbrio. Estes estão demonstrados na Tabela 32.

Tabela 32 – Demonstração das variações da ‘parcela A’ - CVA

Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A						Valores em R\$ mil	
DISCRIMINAÇÃO	Ago-99	Set-99	Out-99	(...)	Ago-00	Set-00	
SELIC	1,00%	1,00%	1,00%	(...)	1,00%	1,00%	
Variações mensais da 'parcela A'	2.439	5.302	5.571	(...)	9.236	10.974	
Remuneração financeira	-	24	78	(...)	644	743	
<b>Total da CVA</b>	<b>2.439</b>	<b>7.766</b>	<b>13.415</b>	<b>(...)</b>	<b>74.270</b>	<b>85.987</b>	

Fonte: Elaborado pelo autor

As variações mensais da ‘parcela A’, na realidade são os mesmos gastos não gerenciáveis informados na tabela 23, isto é, os incrementos de custos incorridos pela empresa sem a devida cobertura tarifária. Com base nestas variações aplica-se a taxa de 1% ao mês (variação da SELIC) sobre o saldo acumulado anterior, obtendo como resultado o valor da ‘CVA’. Assim, na *alternativa* apresentada pela câmara de gestão, a ‘CVA’ atinge o montante de R\$ 85.987 mil. O valor não corrigido, demonstrado na Tabela 23, é de R\$ 82.147 mil. Apresenta-se na Tabela 33 os efeitos causados na situação de equilíbrio, levando em conta os valores da ‘CVA’, mantendo-se inalterados os demais valores.

Tabela 33 – Cálculo da situação de equilíbrio considerando a ‘CVA’.

Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A						Valores em R\$	
DISCRIMINAÇÃO	Jun-99	Jul-99	Ago-99	(...)	Jun-00	Jul-00	
Investimento no Serviço Concedido	897.882	897.882	897.882	(...)	897.882	897.882	
RECEITA DO SERVIÇO	1.155.966	674.313	770.644	(...)	577.983	674.313	
DESPEZA DO SERVIÇO	1.103.770	643.866	738.286	(...)	600.830	704.528	
PARCELA A	589.471	343.858	395.419	(...)	343.680	404.520	
Valor normal	589.471	343.858	392.980	(...)	294.735	343.858	
CVA	-	-	2.439	(...)	48.945	60.662	
PARCELA B	514.300	300.008	342.867	(...)	257.150	300.008	
<b>Situação de equilíbrio R\$ mil</b>	<b>52.196</b>	<b>30.447</b>	<b>32.358</b>	<b>(...)</b>	<b>(22.847)</b>	<b>(30.215)</b>	
<b>Equilíbrio mensal %</b>	<b>5,81%</b>	<b>3,39%</b>	<b>3,60%</b>	<b>(...)</b>	<b>-2,54%</b>	<b>-3,37%</b>	
<b>Equilíbrio anualizado %</b>	<b>5,81%</b>	<b>5,81%</b>	<b>5,41%</b>	<b>(...)</b>	<b>-5,09%</b>	<b>-5,77%</b>	

Fonte: Elaborado pelo autor

Verifica-se que há uma queda substancial na situação de equilíbrio, atingindo a pior condição em jul/00 com uma taxa de -5,77%. O fato da ‘CVA’ atingir, no mês de jul/00, o montante de R\$ 60.662 ao invés daquele constata na Tabela 32, é devido ao regime de competência dos exercícios.

Apurada a taxa que está sendo recuperada, requer-se o cálculo daquela que efetivamente foi incorrida pela empresa, levando em conta os critérios estabelecidos quando da elaboração da proposta. O critério de cálculo da situação de equilíbrio na *proposta*, leva em consideração a correção do investimento e a ‘parcela B’ pelo IGP-M. A receita do serviço será a mesma utilizada na Tabela 33, enquanto que os incrementos dos gastos da ‘parcela A’ são aqueles constantes na Tabela 32, porém sem levar em consideração a remuneração financeira. O resultado está demonstrado na Figura 24.

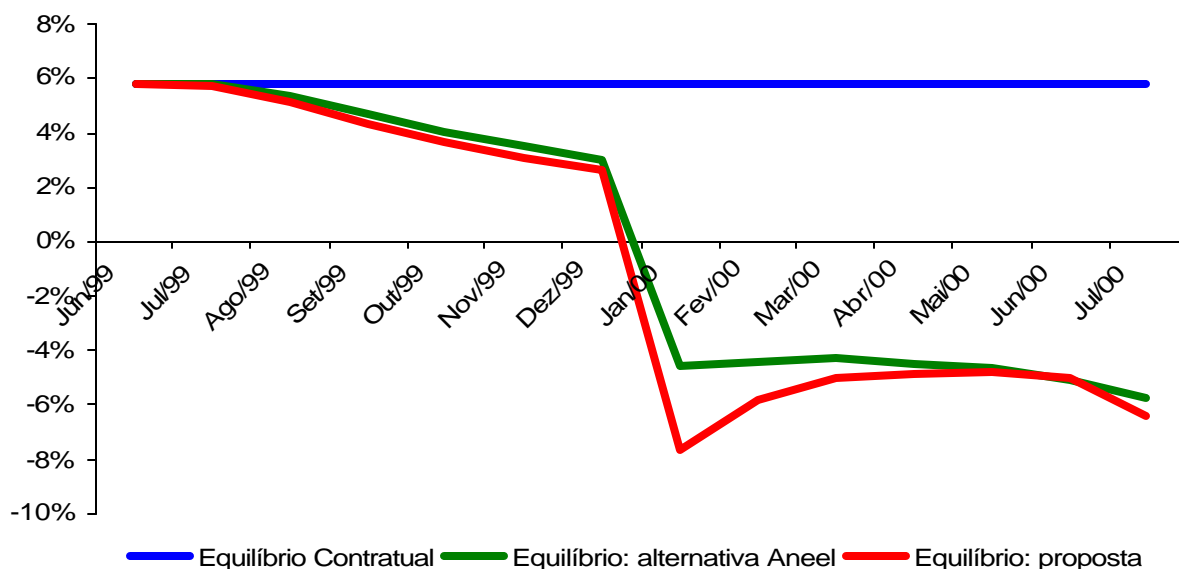


Figura 24 – Análise comparativa da alternativa e da proposta  
Fonte: Elaborado pelo autor

Conforme pode ser observado, a curva da ‘proposta do autor’ fica abaixo da ‘alternativa ANEEL’, significando que o valor a ser recuperado é maior do que aquele proposto pelo governo. Tal fato é devido ao não reconhecimento das perdas provocadas na ‘parcela B’. Ainda assim, verifica-se que a alternativa recompõe, praticamente, as perdas incorridas pela empresa. Também se constata que a metodologia desenvolvida é um bom indicador do *déficit* que as empresas incorrem.

#### 7.4 Os Efeitos na Fase de Transição

A fase de transição, para o setor elétrico, caracteriza-se por uma série de medidas e ajustes a serem efetuados pelo poder concedente, na busca do serviço adequado com preços módicos. Uma

das características dessa fase refere-se à modalidade de contratação de energia pelas distribuidoras, cujos montantes negociados sofrerão uma redução de 25% a cada ano, a partir de 2002, conforme demonstrado na Figura 14, item 3.4.

Esta parcela de mercado, que deixa de fazer parte dos contratos iniciais, deverá ser contratada pelas distribuidoras/comercializadores com contratos bilaterais. Ressalte-se que a ANEEL colocou limites quanto ao repasse dos preços negociados, nesta modalidade, aos consumidores finais. Este limite, denominado de valor normativo, tem servido para o mercado como um preço de referência nas negociações de compra e venda de energia.

O principal fornecedor de energia da Celesc, nos contratos iniciais, é a Gerasul, que pratica uma tarifa de suprimento de aproximadamente R\$ 40,00 / MWh. Para os contratos negociados de forma bilateral, a ANEEL fixou em R\$ 72,35 / MWh (janeiro de 2001) o valor normativo para a 'energia competitiva', oriunda de fonte hidráulica. Observa-se que a mudança de contratação vai onerar ainda mais os consumidores finais, bem como, poderá afetar financeiramente as empresas distribuidoras, à medida que o repasse dos preços não aconteça de forma simultânea a sua contratação.

Em relação a Celesc, o 'aniversário' para os reajustes tarifários dá-se no mês de agosto de cada ano, enquanto as mudanças na modalidade de contratação de energia ocorrerão em janeiro. Esta defasagem, a exemplo do ocorrido nos anos precedentes, vai continuar afetando a rentabilidade da empresa.

Desse modo, para o cálculo da rentabilidade da Celesc, no período de 2001 a 2006, foram considerados os dados hipotéticos da mesma, porém com base na sua realidade. Os critérios adotados são o que seguem:

- a) o mercado de energia será o mesmo para todo período em análise;
- b) no investimento do serviço concedido não serão considerados acréscimos ou baixa de ativos, nem a correção pelo IGP-M;
- c) a parcela B (gastos gerenciáveis) da despesa do serviço será mantida a preços de 2001, não sendo corrigida pelo IGP-M;
- d) na parcela A estão contemplados os contratos iniciais e bilaterais; e
- e) a receita será igual a despesa do serviço que, por sua vez, será o resultado da soma das parcelas A e B.

Nestas condições, foram apurados os valores para a Celesc sem que houvesse alteração de preços dos contratos iniciais para os bilaterais, conforme Tabela 34.

**Tabela 34 – Dados da Celesc para o cálculo da remuneração**

<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>						Valores em R\$ mil
D E S C R I Ç Ã O	EEF				EEF	
	Ago/01	Set/01	Out/01	(...)	Ago-06	
Investimento no Serviço Concedido	900.402	900.402	900.402	(...)	900.402	
<b>RECEITA ANUAL</b>	<b>1.691.199</b>	<b>1.268.400</b>	<b>1.409.333</b>	(...)	<b>1.691.199</b>	
<b>DESPESA DO SERVIÇO</b>	<b>1.691.199</b>	<b>1.268.400</b>	<b>1.409.333</b>	(...)	<b>1.691.199</b>	
PARCELA A	994.155	745.616	828.463	(...)	994.155	
PARCELA B	697.044	522.783	580.870	(...)	697.044	

Fonte: Elaborado pelo autor

Em agosto de 2001 foi concedido o reajuste tarifário para a Celesc, com base na variação da receita anual. Esta foi obtida com a soma das parcelas A e B, cujos gastos atingiram o montante hipotético de R\$ 1.705.194 mil, conforme demonstrado na Tabela 34. Este valor passa a ser a nova receita anual. Quanto ao investimento no serviço concedido, o valor de R\$ 900.402 mil é o *pro-rata* apurado para o período.

Em relação ao mês de setembro, os valores da receita e da despesa foram obtidos dividindo-se os de agosto por 12 (meses) e multiplicando por 9 (setembro é o nono mês). Foi adotado o mesmo procedimento para os meses subsequentes. O investimento remunerável permanece inalterado pois foi considerado que o ativo não sofreria mutações.

Neste exemplo a empresa vai manter o equilíbrio econômico-financeiro, visto que a receita é igual a despesa, o que implica numa remuneração igual a zero para todo o período em análise. Porém, a partir de 2003 haverá a redução gradual do mercado vinculado aos contratos iniciais, tendo como consequência uma nova forma de contratação desta energia, com um novo preço. Tal fato vai afetar a remuneração da empresa, sendo que os procedimentos a serem adotados para a determinação da mesma são os que seguem:

- a) a energia (estimada) a ser comprada pela CELESC das geradoras é de 14.000 GWh,
- b) a parcela A é decomposta em encargos intra-setoriais, transmissão e geração;
- c) os gastos com geração são decompostos em contratos iniciais e demais contratos, incluindo nestes a Itaipu Bi-nacional.
- d) a energia comprada com contratos bilaterais é de R\$ 72,35 / MWh



Na Tabela 35 estão decompostos os dados estimados da CELESC a serem utilizados para o cálculo da tarifa média de compra.

**Tabela 35 – Apuração da tarifa média de compra**

<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>			
<b>D E S C R I Ç Ã O</b>	<b>R\$ mil</b>	<b>G W h</b>	<b>R\$ / M W h</b>
PARCELA A	994.155		
Encargos setoriais	111.777		
Transmissão	122.431		
<b>Geração</b>	<b>759.947</b>	<b>14.000</b>	<b>54,28</b>
Contratos iniciais	457.073	9.800	46,64
Demais	302.874	4.200	72,11

Fonte: Elaborado pelo autor

O valor da parcela A é o mesmo utilizado na Tabela 34, enquanto a tarifa, expressa em R\$ / MWh, é a resultante do valor em R\$ mil, dividido pela quantidade de energia (GWh) comprada.

A partir de janeiro de 2003, os volumes da energia oriunda dos contratos iniciais sofrerão uma redução de 25% ao ano até 2006, afetando os montantes de energia a ser comprada com os contratos bilaterais, conforme demonstrado na Tabela 36.

**Tabela 36 – Montantes de energia dos contratos iniciais e bilaterais**

<b>Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A</b>						
<b>D E S C R I Ç Ã O</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>	<b>2004</b>	<b>2005</b>	<b>2006</b>
<b>Geração - GWh</b>	<b>14.000</b>	<b>14.000</b>	<b>14.000</b>	<b>14.000</b>	<b>14.000</b>	<b>14.000</b>
Contratos iniciais	9.800	9.800	7.350	4.900	2.450	-
Demais	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200	4.200
Bilaterais	-	-	2.450	4.900	7.350	9.800

Fonte: Elaborado pelo autor

Na Tabela 36, por uma questão de simplificação do estudo de caso da CELESC, o mercado foi mantido constante por toda a série em análise. Na hipótese de haver crescimento do mercado, o mesmo deverá, já a partir de 2001, ser contratado de forma bilateral ou no âmbito do mercado atacadista de energia. Ainda, em relação à esta tabela, cabe observar que a redução dos montantes de energia ocorre somente nos contratos iniciais.

Considerando que os preços de compra de energia são aqueles constantes da Tabela 36 e que o preço da energia competitiva (bilaterais) foi fixada pela ANEEL em R\$ 72,35 / MWh, é possível apurar os gastos com geração já considerando os novos preços, conforme demonstrado na Tabela 37.

Tabela 37 – Gastos com geração contemplando os contratos bilaterais

Centrais Elétricas de Santa Catarina S/A						
DESCRIÇÃO	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Geração - R\$ mil	759.947	759.947	822.936	885.926	948.915	1.011.904
Contratos iniciais	457.073	457.073	342.805	228.537	114.268	-
Demais	302.874	302.874	302.874	302.874	302.874	302.874
Bilaterais	-	-	177.258	354.515	531.773	709.030

Fonte: Elaborado pelo autor

Considerando que, no exemplo proposto, os encargos intra-setoriais e os de transmissão não sofrem incrementos, o único gasto que afetará o IRT será a energia comprada das geradoras.

Nestas condições, sabendo-se que os gastos com geração, em 2001, representam 44,57% (759.947 / 1.705.194) da receita anual, e que as compras sofrem um incremento de 8,29%, em 2003, infere-se que será necessário um reajuste, nessa data, de 3,69% ( $8,29 \times 0,4457$ ) nas tarifas de venda da Celesc para a manutenção do equilíbrio do contrato. Como as mudanças no mercado ocorrerão em janeiro de cada ano e o 'aniversário' para reajuste das tarifas de venda é em agosto, a concessionária ficará 7 meses sem cobertura tarifária, provocando um desequilíbrio no contrato. Se considerarmos esses novos valores da geração na parcela A apresentada na Tabela 30, a remuneração do investimento tornar-se-á negativa, no período sem cobertura tarifária, conforme demonstrado na Figura 25.

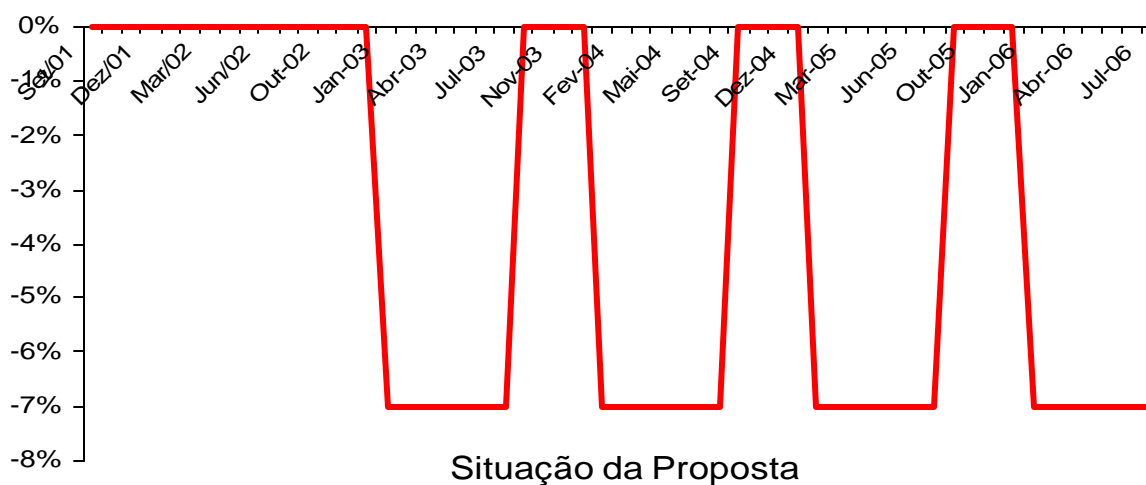


Figura 25 – Remuneração no período de transição

Fonte: Elaboração própria

Verifica-se na linha vermelha que a remuneração é zero, ou seja, o contrato está em equilíbrio, no período de setembro a dezembro de cada ano, enquanto que para os demais meses a remuneração atinge  $-7\%$ . Esta remuneração, anualizada (linha azul) atinge o nível de  $-4,08\%$ .

Dessa forma, mesmo considerando que o mercado de energia não sofrerá nenhum incremento, que os demais gastos tenham seus preços reajustados juntamente com os da energia vendida, e que persistam os critérios de mudança dos montantes de energia comprada, as empresas concessionárias de distribuição de energia, cuja data de 'aniversário' do IRT é diferente do mês de janeiro, apresentarão desequilíbrio econômico-financeiro, que só poderá ser amenizado na negociação dos contratos bilaterais.

Cabe ressaltar que no cálculo da 'CVA' não são considerados a contratação de energia de forma bilateral.

## 8 CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

Este capítulo destina-se a responder à problemática enunciada no início da dissertação, assim definida: com base no estudo de caso, como estabelecer uma metodologia de cálculo e análise, voltada às revisões tarifárias extraordinárias dos concessionários e permissionários do serviço público de distribuição de energia elétrica, com vistas a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro contratual?

Em decorrência da pesquisa efetuada, do estudo de caso e da proposta apresentada, é necessário que se faça algumas considerações:

- a) o modelo de regulação pelo retorno do investimento esteve vigente no setor elétrico brasileiro, por aproximadamente 60 anos, o que denota um profundo conhecimento por parte dos profissionais que atuam no mesmo, sendo que tal fato é importante, pois facilita o entendimento da unificação dos modelos de regulação;
- b) com a reestruturação do setor, o novo modelo de regulação econômica inseriu três procedimentos de revisões e reajustes tarifários;
- c) o primeiro procedimento, os *reajustes tarifários anuais* – IRT's, a ANEEL vem aplicando normalmente, não sendo objeto deste estudo qualquer proposição em relação ao mesmo;
- d) o segundo procedimento, que trata da aplicação das *revisões extraordinárias* às tarifas, é objeto desse estudo, uma vez que referidas revisões não foram aplicadas desde 1998, provocando desequilíbrio econômico-financeiro nos contratos;
- e) o governo, por intermédio do agente regulador, apresentou uma alternativa às empresas, no final do exercício de 2001, para apuração e recuperação das perdas incorridas, cuja metodologia de cálculo, conforme visto, é bastante simplificada, mas ressalte-se que a recuperação das perdas será somente a partir de 2001; e

f) ao fazer a comparação entre a proposta apresentada e a alternativa do governo, verificou-se a aplicabilidade da proposta e que ela serve como medida do nível de desequilíbrio em relação aos ativos da empresa.

Em decorrência do exposto e considerando que esse trabalho é apenas uma contribuição para os estudos que se fizerem necessários, é possível chegar à algumas conclusões, conforme segue:

- a) a alternativa apresentada pelo governo comprova que o objeto desse estudo está totalmente alinhado às necessidades das empresas distribuidoras de energia;
- b) a alternativa apresentada pelo governo foi elaborada com o objetivo específico de resolver o desequilíbrio provocado no contrato, no interstício dos reajustes anuais, ou seja, ficou definida uma regra para a aplicação da revisão extraordinária, mas denota-se que a mesma só pode ser aplicada para o curto prazo;
- c) que é perfeitamente possível a unificação dos modelos de regulação (retorno do investimento e *price cap*), ressaltando a novidade trazida por esse estudo; e
- d) que a proposta apresentada, além de medir o desequilíbrio financeiro no interstício dos reajustes anuais, isto é, visão de curto prazo, também permite uma amplitude muito maior quanto a sua aplicação, denotando uma visão de longo prazo.

Assim, com base no que foi exposto e considerando que a ANEEL está definindo os procedimentos a serem adotados em relação às 'revisões tarifárias periódicas', apresenta-se algumas alternativas onde se identifica as contribuições do modelo proposto, para o processo de acompanhamento das referidas revisões.

A importância da revisão periódica pode ser analisada sob dois aspectos. No primeiro, verificam-se os benefícios para os clientes, na medida que os ganhos de eficiência e produtividade, auferidos pela empresa, serão repassados para os mesmos. O segundo aspecto a ser considerado, refere-se aos critérios que a ANEEL utilizará para a determinação do 'fator x', pois o equilíbrio econômico-financeiro contratual é fundamental para alavancar recursos aos investimentos que se fazem necessários (qualidade do serviço), o que é uma característica da regulação por incentivos.

Assim, a definição do novo preço deve levar em consideração que a empresa manterá o equilíbrio contratual e que, para tanto, deverão ser definidos critérios. É muito difícil determinar estes critérios, vez que as variáveis envolvidas afetam interesses de clientes, acionistas, empregados, ANEEL e da sociedade. Os elementos necessários para o processo de revisão devem garantir uma receita que reflita custos operacionais eficientes e uma remuneração adequada sobre os investimentos.

Na determinação do custo do capital são levados em consideração dois elementos chaves, quais sejam: a base de remuneração e a taxa de retorno (lucros permitidos). O grande problema da base de remuneração está em como atribuir valor aos ativos existentes, pois são muitos os critérios de valoração dos mesmos, a exemplo de custo histórico, custo de reposição, valor de mercado, valor presente líquido, preço mínimo de venda, entre outros.

Em relação a taxa de retorno, o maior problema está em definir o percentual de custo de capital entendido como direito do acionista. Quanto aos custos dos capitais de terceiros, deve-se levar em consideração aqueles que as empresas efetivamente incorrem, ou o regulador deve estabelecer uma taxa limite para remuneração destes capitais, evitando com isso que sejam repassadas para o consumidor captações a qualquer custo.

Quando estava em vigência o modelo de regulação pelo retorno do investimento o nível tarifário era definido através do PMEF, onde era feita uma estimativa dos custos que seriam incorridos pela concessionária. Ao encerrar o exercício em análise, apurava-se o custo realizado através da PAC, cujos resultados eram cotejados com aqueles do PMEF, para que fossem feitos os ajustes necessários.

No modelo de regulação atual estão sendo elaborados os critérios para as revisões periódicas, porém sem que as empresas possuam uma metodologia de acompanhamento dos resultados. Desta forma, a proposta apresentada pode ser adaptada para as revisões tarifárias periódicas, onde será possível, às empresas distribuidoras, acompanhar se o nível tarifário proposto em conjunto com a ANEEL, está se refletindo nos resultados das empresas. Tal fato é possível, mantendo-se a idéia central dessa proposta, ou seja, unificando os modelos de regulação pelo retorno do investimento e o do *price cap*.

Assim, conclui-se que com a pesquisa apresentada foi possível propor uma metodologia de cálculo e análise, voltada às revisões tarifárias extraordinárias dos concessionários e

permissionários do serviço público de distribuição de energia elétrica, com vistas na manutenção do equilíbrio econômico-financeiro contratual.

Como recomendações para futuros trabalhos de pesquisa sobre o tema, recomenda-se o seguinte:

- Na proposta elaborada pela ANEEL para determinação do nível tarifário nas revisões, a remuneração está sendo aplicada sobre o valor dos ativos das concessionárias. Considerando que são muitos os critérios de valoração destes ativos, requer-se o desenvolvimento de um estudo para que se determine qual critério mais se aproximaria da realidade das empresas.
- O nível tarifário das empresas distribuidoras é determinado em função dos custos das mesmas. Para tanto são utilizados o custo de operação e manutenção, os dos capitais de terceiros e dos próprios. Como determinar referidos custos e qual deve ser a estrutura de capital a ser utilizada?
- Poderão ser desenvolvidos estudos sobre os contratos, visto que são a base dos relacionamentos entre as empresas.
- Outro tema para estudo é o de se buscar critérios para se determinar se o nível de preços praticados pelas empresas monopolistas, conjugado com a qualidade do serviço prestado, trazem satisfação aos agentes envolvidos, principalmente os acionistas e os clientes.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICA

AACKER, A. A. **Strategic market management**. New York: Wiley, 1984.

ALBUQUERQUE, Marcos Cintra Cavalcanti de. **Microeconomia**. São Paulo: McGraw-Hill, 1986.

ANEEL. Palestra “A reforma do setor elétrico brasileiro”. In: WORKSHOP BRASIL – IEA, 1999, Rio de Janeiro. Apresentação em Power Point por Fernando Maia.

ANSOFF, H. Igor. e MACDONELL, J. Edward. **Implantando a administração estratégica**. 2ª ed. São Paulo: Atlas, 1993.

ARGYRIS, Chris. **A gestão do conhecimento**. Executive Digest; n. 48 idéias e técnicas. Disponível em: <[http://www.centroatl.pt/edigest/edicoes\\_1998/ed\\_out/ed48manag1.html](http://www.centroatl.pt/edigest/edicoes_1998/ed_out/ed48manag1.html)>. Acesso em: 21 set. 2001.

AZAMBUJA, Darcy. **Teoria Geral do Estado**. 28ª ed. São Paulo: Globo, 1990.

BARWISE, Patrick. Decisões sobre investimentos estratégicos. In: Gazeta Mercantil. **O domínio da administração**. São Paulo, n. 18, dez. 1997. Publicado originalmente pelo Financial Times.

BEUREN, Ilse Maria e BELTRAME, Cláudia. Mensuração e contabilização dos recursos humanos sob o ponto de vista de seu potencial de geração de resultados. **Revista do Conselho Regional de Contabilidade do Rio Grande do Sul. Porto Alegre**, n. 95, p.40-45, dez. 1998.

BITU, Roberto Sobreira e BORN, Paulo Henrique. **Tarifas de energia elétrica: aspectos conceituais e metodológicos**. São Paulo: MM, 1993.

BOREINSTEIN, Carlos Raul. **O setor elétrico no Brasil: dos desafios do passado às alternativas do futuro**. 1. ed. – Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1997.

BOYER, Robert. **A teoria da regulação: uma análise crítica**. São Paulo: Nobel, 1990.

BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil**. Brasília DF: Senado, 1988.

BRASIL. Portaria interministerial nº 296, de 25 de outubro de 2001. Disciplina o mecanismo de compensação das variações de valores de itens da Parcela A, criando a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, previstos nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 26 out. 2001. Seção 1, p. 10, v. 138, n. 206.

BRASIL. Portaria interministerial nº 025, de 24 de janeiro de 2002. Cria para efeito de cálculo do reajuste da tarifa de fornecimento de energia elétrica a Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, com o objetivo de registrar as variações ocorridas nos itens relacionados, dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 25 jan. 2002. Disponível em:



<[http://www.ANEEL.gov.br/legisla%C3%A7%C3%A3o/legisla%C3%A7%C3%A3o\\_completa/portaria\\_interministerial025.html](http://www.ANEEL.gov.br/legisla%C3%A7%C3%A3o/legisla%C3%A7%C3%A3o_completa/portaria_interministerial025.html)>. Acesso em: fev. 2002.

BRASIL. Lei n° 3.470, de 28 de nov. de 1958. Altera a legisla%C3%A7%C3%A3o do imposto de renda e d%C3%A1 outras provid%C3%BAncias. **Di%C3%A1rio Oficial [da] Rep%C3%BAblica Federativa do Brasil**, Bras%C3%ADlia, DF, 28 nov. 1958. Dispon%C3%ADvel em: <[http://www.senado.gov.br/legisla%C3%A7%C3%A3o/legisla%C3%A7%C3%A3o\\_brasileira/lei3470.html](http://www.senado.gov.br/legisla%C3%A7%C3%A3o/legisla%C3%A7%C3%A3o_brasileira/lei3470.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Lei n° 5.655, de 20 de maio de 1971. Disp%C3%B4e sobre a remunera%C3%A7%C3%A3o legal do investimento dos concession%C3%A1rios de servi%C3%A7os p%C3%BAblicos de energia el%C3%A9trica, e d%C3%A1 outras provid%C3%BAncias. **Di%C3%A1rio Oficial [da] Rep%C3%BAblica Federativa do Brasil**, Bras%C3%ADlia, DF, maio 1971. Dispon%C3%ADvel em: <[http://www.abradee.com.br/legisla%C3%A7%C3%A3o/leis/leis\\_setoriais/ano71\\_79-5655.html](http://www.abradee.com.br/legisla%C3%A7%C3%A3o/leis/leis_setoriais/ano71_79-5655.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Lei n° 8.631, de 04 de mar%C3%A7o de 1993. Disp%C3%B4e sobre a fixa%C3%A7%C3%A3o dos n%C3%ADveis das tarifas para o servi%C3%A7o p%C3%BAblico de energia el%C3%A9trica, extingue o regime de remunera%C3%A7%C3%A3o garantida e d%C3%A1 outras provid%C3%BAncias. **Di%C3%A1rio Oficial [da] Rep%C3%BAblica Federativa do Brasil**, Bras%C3%ADlia, DF, 05 mar. 1993. Dispon%C3%ADvel em: <[http://www.ANEEL.gov.br/legisla%C3%A7%C3%A3o/legisla%C3%A7%C3%A3o\\_completa/lei8631.html](http://www.ANEEL.gov.br/legisla%C3%A7%C3%A3o/legisla%C3%A7%C3%A3o_completa/lei8631.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Lei n° 8.724, de 28 de outubro de 1993. Altera a Lei n° 8.631, de 4 de mar%C3%A7o de 1993, estabelecendo novos procedimentos nas compensa%C3%A7%C3%B5es de CRC das concession%C3%A1rias de servi%C3%A7os p%C3%BAblicos de eletricidade. **Di%C3%A1rio Oficial [da] Rep%C3%BAblica Federativa do Brasil**, Bras%C3%ADlia, DF, 29 out. 1993. Dispon%C3%ADvel em: <[http://www.ANEEL.gov.br/legisla%C3%A7%C3%A3o/legisla%C3%A7%C3%A3o\\_completa/lei8724.html](http://www.ANEEL.gov.br/legisla%C3%A7%C3%A3o/legisla%C3%A7%C3%A3o_completa/lei8724.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Lei n° 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Disp%C3%B4e sobre o regime de concess%C3%A3o e permiss%C3%A3o da presta%C3%A7%C3%A3o de servi%C3%A7os p%C3%BAblicos previsto no art. 175 da Constitui%C3%A7%C3%A3o Federal, e d%C3%A1 outras provid%C3%BAncias. **Di%C3%A1rio Oficial [da] Rep%C3%BAblica Federativa do Brasil**, Bras%C3%ADlia, DF, 14 fev. 1995. Dispon%C3%ADvel em: <[http://www.ANEEL.gov.br/legisla%C3%A7%C3%A3o/legisla%C3%A7%C3%A3o\\_completa/lei8987.html](http://www.ANEEL.gov.br/legisla%C3%A7%C3%A3o/legisla%C3%A7%C3%A3o_completa/lei8987.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Lei n° 9069, de 29 de junho de 1995. Disp%C3%B4e sobre o plano real, sistema monet%C3%A1rio nacional, estabelece as regras e condi%C3%A7%C3%B5es de emiss%C3%A3o do real e os crit%C3%A9rios para a convers%C3%A3o das obriga%C3%A7%C3%B5es para o real, e d%C3%A1 outras provid%C3%BAncias. **Di%C3%A1rio Oficial [da] Rep%C3%BAblica Federativa do Brasil**, Bras%C3%ADlia, DF, 30 jun. 1995. Dispon%C3%ADvel em: <[http://www.abradee.com.br/legisla%C3%A7%C3%A3o/leis/leis\\_gerais/9069.html](http://www.abradee.com.br/legisla%C3%A7%C3%A3o/leis/leis_gerais/9069.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Lei n° 9.074, de 07 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorroga%C3%A7%C3%A3o das concess%C3%B5es e permiss%C3%B5es de servi%C3%A7os p%C3%BAblicos e d%C3%A1 outras provid%C3%BAncias. **Di%C3%A1rio Oficial [da] Rep%C3%BAblica Federativa do Brasil**, Bras%C3%ADlia, DF, 08 jul. 1995. Dispon%C3%ADvel em: <[http://www.ANEEL.gov.br/legisla%C3%A7%C3%A3o/legisla%C3%A7%C3%A3o\\_completa/lei9074.html](http://www.ANEEL.gov.br/legisla%C3%A7%C3%A3o/legisla%C3%A7%C3%A3o_completa/lei9074.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Lei n° 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Ag%C3%AAncia Nacional de Energia El%C3%A9trica - ANEEL, disciplina o regime das concess%C3%B5es de servi%C3%A7os p%C3%BAblicos de energia el%C3%A9trica e d%C3%A1 outras provid%C3%BAncias. **Di%C3%A1rio Oficial [da] Rep%C3%BAblica Federativa do Brasil**, Bras%C3%ADlia, DF, 27

dez. 1996. Disponível em: <[http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação\\_completa/lei9427.html](http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação_completa/lei9427.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998. Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 28 maio 1998. Disponível em: <[http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação\\_completa/lei9648.html](http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação_completa/lei9648.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Decreto-lei nº 2.676, de 04 de outubro de 1940. Dispõe sobre a aplicação de penalidade por infração do disposto nos art. 202, § 3º, e 163 do Código de Águas. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 07 out. 1940. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-leis2676.html>>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Decreto-lei nº 3.128, de 19 de março de 1941. Dispõe sobre o tombamento dos bens das empresas de eletricidade. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 21 mar. 1941. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-leis3128.html>>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Decreto-lei nº 3.763, de 25 de outubro de 1941. Consolida disposições sobre águas e energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 29 out. 1941. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-leis3763.html>>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Decreto-lei nº 1.383, de 26 de dezembro de 1974. Altera a redação do art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971 e dá outras providências. (Cria a RGG e equalização tarifária). **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 27 dez. 1974. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-leis1383.html>>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Decreto-lei nº 1.506, de 23 de dezembro de 1976. Altera dispositivo da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, dez. 1976. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-leis1506.html>>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934. Decreta o Código de Águas. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 24 jul. 1934. Disponível em: <[http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-ano34\\_57-24643.html](http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-ano34_57-24643.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. Regulamenta os serviços de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, fev. 1957. Disponível em: <[http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-ano34\\_57-41019.html](http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-ano34_57-41019.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Decreto nº 50.479, de 19 de abril de 1961. Dá nova redação ao artigo 176 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 19 abr. 1961. Disponível em: <[http://www.senado.gov.br/legislação/legislação\\_brasileira/decretos50479.html](http://www.senado.gov.br/legislação/legislação_brasileira/decretos50479.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Decreto nº 54.936, de 04 de novembro de 1964. Regulamenta para as empresas concessionárias de serviços de energia elétrica, a aplicação do art. 57 da Lei nº 3.470, de 28 de novembro de 1958, e dos art. 3º a 6º da Lei nº 4.357 de 16 de julho de 1964, relativos à correção da tradução monetária do valor original dos bens do ativo immobilizando das pessoas jurídicas. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 06 nov. 1964. Disponível em: <[http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-ano61\\_69-54936.html](http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-ano61_69-54936.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968. Estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, maio 1968. Disponível em: <[http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-ano61\\_69-62724.html](http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-ano61_69-62724.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Decreto nº 69.721, de 09 de dezembro de 1971. Dispõe sobre a Quota de Reversão a ser computada no custo dos serviços de energia elétrica e regula a aplicação dos recursos da Reserva Global de Reversão a que se refere o art. 4º da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 10 dez. 1971. Disponível em: <[http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-ano70\\_79-69721.html](http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-ano70_79-69721.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Decreto nº 79.706, de 18 de maio de 1977. Dispõe sobre os atos da administração Pública relativamente ao controle de preços. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 19 maio 1977. Disponível em: <[http://www.senado.gov.br/legislação/legislação\\_brasileira/decretos79706.html](http://www.senado.gov.br/legislação/legislação_brasileira/decretos79706.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Decreto nº 86.463, de 13 de outubro de 1981. Altera o Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, que regulamenta os serviços de energia elétrica, e o Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, dez. 1981. Disponível em: <[http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-ano80\\_89-86463.html](http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-ano80_89-86463.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Decreto nº 774, de 18 de março de 1993. Regulamenta a Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, que dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, mar. 1993. Disponível em: <[http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-ano90\\_99-774.html](http://www.abradee.com.br/legislação/decretos/decretos-ano90_99-774.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Decreto nº 1.717, de 24 de novembro de 1995. Estabelece procedimentos para prorrogação das concessões dos serviços públicos de energia elétrica de que trata a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 25 nov. 1995. Disponível em:

<[http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação completa/decreto1717.html](http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação%20completa/decreto1717.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997. Constitui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, aprova sua Estrutura Regimental e o Quadro Demonstrativo dos Cargos em Comissão e Funções de Confiança e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 07 out. 1997. Disponível em:

<[http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação completa/decreto2335.html](http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação%20completa/decreto2335.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Decreto nº 2.655, de 02 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 03 jul. 1998. Disponível em:

<[http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação completa/decreto2655.html](http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação%20completa/decreto2655.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Resolução ANEEL nº 94, de 30 de março de 1998. Trata da participação dos Agentes nos serviços e atividades de energia elétrica. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 31 mar. 1998. Disponível em:

<[http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação completa/resoluçãoANEEL\(todas\)094.html](http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação%20completa/resoluçãoANEEL(todas)094.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Resolução ANEEL nº 245, de 31 de julho de 1998. Estabelece os critérios para composição da Rede Básica dos Sistemas Elétricos Interligados. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 01 ago. 1998. Disponível em:

<[http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação completa/resoluçãoANEEL\(todas\)245.html](http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação%20completa/resoluçãoANEEL(todas)245.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Resolução ANEEL nº 262, de 13 de agosto de 1998. Estabelece a composição da Rede Básica dos sistemas elétricos interligados nos Estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Mato Grosso do Sul; as receitas permitidas vinculadas às referidas instalações; a tarifa de uso da transmissão da Rede Básica e os encargos de conexão. Revogados os arts. 3º e 4º pela Res. ANEEL nº 067, de 16.04.1999. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 14 ago. 1998. Disponível em:

<[http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação completa/resoluçãoANEEL\(todas\)262.html](http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação%20completa/resoluçãoANEEL(todas)262.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Resolução ANEEL nº 267, 13 de agosto de 1998. Ementa Homologa os montantes de energia e demanda de potência para os contratos iniciais de compra e venda de energia para as empresas da região Sul e dá outras providências. Republicado no D.O. de 17.08.1998, Seção 1, p.43, v.136, nº 156-E. Retificado no D.O. de 28.08.1998, Seção 1, p.79, v.136, nº 165-E. **Diário**

**Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 14 ago. 1998. Disponível em: <[http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação\\_completa/resoluçãoANEEL\(todas\)267.html](http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação_completa/resoluçãoANEEL(todas)267.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Resolução ANEEL nº 269, 13 de agosto de 1998. Estabelece as tarifas dos contratos iniciais de compra e venda de energia, contratos de conexão e contratos de uso da transmissão. Retificação no D.O de 20.08.1998, p. 043. Alterados arts. 2º e 3º pela Resolução 290 de 08.09.1998, D.O de 10.09.1998, Seção 1, p. 4, v. 136, n. 173-E. Revogado o art. 2º pela Res. ANEEL nº 067, de 16.04.1999, D.O de 22.04.1999, Seção 1, p. 35. Revogados os valores das tarifas dos contratos da COPEL e da Gerasul, respectivamente, pelas Res. ANEEL nº 263 e 264 de 03.09.1999, D.O de 06.09.1999, Seção 1, p. 10, v. 137, n. 171-E. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 14 ago. 1998. Disponível em: <[http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação\\_completa/resoluçãoANEEL\(todas\)269.html](http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação_completa/resoluçãoANEEL(todas)269.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Resolução ANEEL nº 266, de 13 de agosto de 1998. Estabelece limite ao repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários de distribuição. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 14 ago. 1998. Disponível em: <[http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação\\_completa/resoluçãoANEEL\(todas\)266.html](http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação_completa/resoluçãoANEEL(todas)266.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Resolução ANEEL nº 233, de 09 de julho de 1999. Estabelece os Valores Normativos que limitam o repasse, para as tarifas de fornecimento, dos preços livremente negociados na aquisição de energia elétrica, por parte dos concessionários e permissionários. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 10 jul. 1999. Disponível em: <[http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação\\_completa/resoluçãoANEEL\(todas\)233.html](http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação_completa/resoluçãoANEEL(todas)233.html)>. Acesso em: abr. 2001.

BRASIL. Resolução ANEEL nº 022, de 01 fevereiro de 2001. Atualiza procedimentos fórmulas e repasse dos preços de compra de energia elétrica, para as tarifas de fornecimento. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 02 fev. 2001. Disponível em: <[http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação\\_completa/resoluçãoANEEL\(todas\)022.html](http://www.ANEEL.gov.br/legislação/legislação_completa/resoluçãoANEEL(todas)022.html)>. Acesso em: abr. 2001.

CANHA, Isabel. **Dois reis para o trono do marketing**. Executive Digest; n. 48 idéias e técnicas. Disponível em: <[http://www.centroatl.pt/edigest/edicoes\\_1998/ed\\_out/ed48cap1r.html](http://www.centroatl.pt/edigest/edicoes_1998/ed_out/ed48cap1r.html)>. Acesso em: 21/09/2001.

CELESC. Relatório da diretoria. Florianópolis, 11 v., 1990-2000.

CELESC. Demonstrações contábeis. Florianópolis, 12 v., 1990-jun. 2001.

CELESC. Prestação anual de contas – PAC. Florianópolis, 4 v., 1998-jun. 2001.

COGAN, Samuel. **Custos e preços: formação e análise**. São Paulo: Pioneira, 1999.

COUTINHO, Paulo César. Palestra “A economia da competição perfeita e da competição imperfeita”. In: Girardi, Cláudio. **Curso de direito em regulação de mercados de energia**. Universidade de Brasília/CERME. jun. 1998.

D’Aveni, R.A. **Hipercompetição**: estratégias para dominar a dinâmica do mercado. Rio de Janeiro: Campus, 1995.

DIAS, Renato Feliciano. **Panorama do setor de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: Eletrobrás, 1988.

ESTRIN, Saul. Monopólios naturais e como regulá-los. In: Gazeta Mercantil. **O domínio da administração**. São Paulo: n. 15 p.5-6, dez. 1997. Publicado originalmente pelo Financial Times.

FARINA, Elizabeth M.M. Querido; AZEVEDO, Paulo Furquim de e SAES, Maria Sylvia Macchione. **Competitividade**: mercado, estado e organizações. São Paulo: Singular, 1997.

GALBRAITH, John Kenneth. **A era da incerteza**. São Paulo: Pioneira, 1995.

GALBRAITH, John Kenneth. **A economia e o interesse público**. São Paulo: Pioneira, 1988.

GARRIDO, Paulo Otolini. Uma alternativa de gestão para a competitividade empresarial no setor elétrico brasileiro: estratégias para a promoção do desenvolvimento humano e tecnológico e geração de trabalho e renda. 1999. 305 f. Dissertação (mestrado em engenharia de produção econômica). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis.

GETZ, Gary .A. e STURDIVANT, Frederick D. **The nuts and bolts of formulating differentiation strategy**. Planning Review. Set./Oct. P.4-9. 1989.

GILL, Antônio Carlos. **Como elaborar projetos de pesquisa**. 3ª ed. São Paulo: Atlas, 1991.

GILL, Richard Thomas. **Introdução a microeconomia**. São Paulo: Atlas, 1981.

GITTMAN, Lawrence J. **Princípios de administração financeira**. 3ª ed. São Paulo: Harbra, 1987.

HAMEL, Gary. **Reinventando as bases da competição**. São Paulo: MAKRON Books, 1998.

HAMEL, Gary e PRAHALAD C. K. **Competindo pelo futuro**: estratégias inovadoras, para obter o controle do seu setor e criar os mercados de amanhã. Rio de Janeiro: Campus, 1990.

KOTLER, Philip. **Administração de marketing**: análise, planejamento e controle. São Paulo: Atlas, 1981.

KOTLER, Philip. **Mapeando o mercado do futuro**. São Paulo: Makron Books, 1998.

LEFTWICH, Richard Henry. **O sistema de preços e a alocação de recursos**. 3ª ed. São Paulo: Pioneira, 1973.

LEFTWICH, Richard Henry. **O sistema de preços e a alocação de recursos**. 8ª ed. São Paulo: Pioneira, 1994.

LEVITT, Theodore. **A imaginação de marketing**. São Paulo: Atlas. 1985.

LEVITT, Theodore. **Repensando a gerência**. Rio de Janeiro: Campus: 1991.

LEVITT, Theodore. **Sucesso no Marketing através da diferenciação** (de qualquer coisa). Coleção Harvard de Administração. V. 5, 186. P. 53-74, 1993.

MACKENNA, Regis. **Marketing de relacionamento**. São Paulo: Campus, 1999.

MARTINS Eliseu. **Contabilidade de custos**: inclui o ABC. 6ª ed. São Paulo: Atlas, 1998.

MATTARAZZO, Dante Carmine. **Análise financeira de balanços**: abordagem básica. 2ª ed. São Paulo: Atlas, 1987.

MILLS, D. Quinn. **Ribirth of the corporation**. New York: Wiley, 1991.

MME, Ministério das Minas e Energia. **Diretrizes e ações do MME para o setor elétrico**: reestruturação do setor, privatização, concessão, expansão da oferta na transição. Brasília, 1996.

MINTZBERG, Henry. Generic strategies: In. H. Mintzberg e J. B. Quinn. **The strategy process**. New York: Prentice Hall, 1992.

MINTZBERG, H. Five Ps for strategy. In. H. Mintzberg e J. B. Quinn. **The strategy process**. New York: Prentice Hall, 1992.

MORGAN, Gareth. **Imagens da organização**. São Paulo: Atlas, 1996.

MOSIMANN, Clara Pellegrinello e FISCH, Sílvio. **Controladoria**: seu papel na administração de empresas. 2. ed. São Paulo: Atlas, 1999.

NAKAGAWA, Masayuki. **Gestão estratégica de custos**: conceitos, sistemas e implementação. São Paulo: Atlas, 1991.

OHMAE, Kenichi. Os desafios que os planejadores estratégicos enfrentarão no século XXI. **HSM Management**, São Paulo, ano 2, n. 8, maio - jun. 1998.

OLIVEIRA, Djalma de Pinho Rebouças de. **Estratégia empresarial**: uma abordagem empreendedora. 2. ed. São Paulo, 1991.

PAIXÃO, Ernesto Lindolfo. **Memórias do Projeto RE-SEB**. São Paulo: Lis, 2000

PERROW, Charles B. **Análise Organizacional**: um enfoque sociológico. São Paulo: Atlas, 1976.

PINCHOT, Gifford e PINCHOT, Elizabeth. **O poder das pessoas**: como utilizar a inteligência de todos para a conquista do mercado. Rio de Janeiro: Campus, 1994.

PORTER, Michael E.. **Estratégia competitiva**. Rio de Janeiro: Campus, 1986.

POSSAS, Mario Luiz. **Estruturas de mercado em oligopólio**. São Paulo: Hucitec, 1985.

POSSAS, Mario Luiz; CASTRO, Antônio Barros e PROENÇA, Adriano. **Estratégias empresariais: na indústria brasileira**. Rio de Janeiro: Forense Universitária, 1996.

PRAHALAD, C.K. **A nova paisagem competitiva**. Executive Digest; nº 73 idéias e técnicas. Disponível em: <[http://www.centroatl.pt/edigest/edicoes\\_2000/ed\\_nov/ed73iet-estrategia.html](http://www.centroatl.pt/edigest/edicoes_2000/ed_nov/ed73iet-estrategia.html)>. Acessado em: 21/09/ 2001.

RAMOS, Guerreiro. **A Nova ciência das organizações: uma reconceitualização da riqueza das nações**. 2ª ed. Rio de Janeiro: Ed. da Fundação Getúlio Vargas, 1989.

RIANI, Flávio. **Economia do setor público: uma abordagem introdutória**. 3ª ed. São Paulo: Atlas, 1997.

RODRIGUES, Adriano Pires e DIAS, Danilo de Souza. **Estado e energia elétrica**. Rio de Janeiro: Instituto liberal, 1994.

ROMER, Paul. **Economia do conhecimento**. Executive Digest; n. 50, idéias e técnicas. Disponível em: <[http://www.centroatl.pt/edigest/edicoes\\_1998/ed\\_dez/ed50te-ec.html](http://www.centroatl.pt/edigest/edicoes_1998/ed_dez/ed50te-ec.html)> Acesso em: 21 set. 2001.

ROSE, Harold. Tarefas da função financeira. In: Gazeta Mercantil. **O domínio da administração**. São Paulo: n.3 p.3-4. set. 1997. Publicado originalmente pelo Financial Times.

ROSSETTI, José Paschoal. **Política e programação econômicas**. 4ª ed. São Paulo: Atlas, 1981.

ROSSETTI, José Paschoal. **Introdução a economia**. 9ª ed. São Paulo: Atlas, 1982.

SALM, José Francisco e ALVES FILHO, Antônio. A formação da estratégia pela aprendizagem organizacional. **Revista de Ciências da Administração**. Florianópolis, v.3, n.1, p.7-15, abr/2000.

SANTA CATARINA. Lei nº 505, de 13 de agosto de 1951. Cria a comissão de energia elétrica de Santa Catarina e dá outras providências. **Diário Oficial [do] Estado de Santa Catarina**, Florianópolis, SC, 16 ago. 1951. Disponível em: <[http://www.alesc.sc.gov.br/leis\\_estaduais/lei\\_nº\\_505.html](http://www.alesc.sc.gov.br/leis_estaduais/lei_nº_505.html)>. Acesso em: abr. 2001.

SANTANA, Edvaldo Alves de OLIVEIRA, Carlos Augusto C. N. V. Regulação e coordenação: duas fontes de ineficiência da indústria de energia elétrica. In: Boreinstein, Carlos Raul et al. **Regulação e gestão competitiva no setor elétrico brasileiro**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 1999.

SENGE, Peter. Pelo buraco da agulha. In: GIBSON, Rowan (ed.). **Repensando o futuro: repensando negócios, princípios, concorrência, controle e complexidade, liderança, mercados e o mundo**. São Paulo: Makron books, 1998.



SIMON, H. The architecture of complexity. **Proceedings of the american philosophical society**, 106, Dec-1962, pp. 467-82.

STIGLER, George Joseph. **A teoria dos preços**: análise microeconômica. São Paulo: Atlas, 1970.

TOFLER, Alvim. Power shift. **As mudanças do poder**. 5ª ed. Rio de Janeiro: Record, 1998.

TRIVIÑOS, Augusto Nivaldo Silva. **Introdução à pesquisa em ciências sociais**: a pesquisa qualitativa em educação. São Paulo: Atlas, 1987.

VERA, Armando Asti. **Metodologia da pesquisa científica**. 8ª ed. São Paulo: Globo, 1989.

WONNACOTT, Paul & Ronald Wonnacott. **Economia**. São Paulo: McGraw-Hill, 1982.